

CLIMATE CHANGE

50/2022

Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger

Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2021

von:

Dr. Thomas Lauf, Michael Memmler, Sven Schneider
Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau

Herausgeber:
Umweltbundesamt

CLIMATE CHANGE 50/2022

Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger

Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2021

von

Dr. Thomas Lauf, Michael Memmler, Sven Schneider
Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau

Aktualisierte Fassung aufbauend auf den vorherigen Veröffentlichungen der „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger“ (UBA, 2021) (UBA, 2019) (UBA, 2018) (UBA, 2017a) (UBA, 2014) (UBA, 2013a) (UBA, 2009)

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt

Wörlitzer Platz 1


06844 Dessau-Roßlau

Tel: +49 340-2103-0

Fax: +49 340-2103-2285

buergerservice@uba.de

Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Abschlussdatum:

November 2022

Redaktion:

Fachgebiet V 1.5 Energiedaten, Geschäftsstelle der
Arbeitsgruppe Erneuerbare Energie-Statistik (AGEE-Stat)

Dr. Thomas Lauf

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-ener-gietraeger>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Dezember 2022

Vorbemerkung

Dieser Bericht entstand im Rahmen der Arbeiten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) als Beitrag des Umweltbundesamtes.

Die Emissionsbilanzierung wurde nach derzeitigem Stand des Wissens durchgeführt. Eine Anpassung an neue Erkenntnisse erfolgt regelmäßig. Sachgerechte Kritik und methodische Anmerkungen sind daher ausdrücklich erwünscht.

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkung.....	5
Abkürzungsverzeichnis	11
Zusammenfassung.....	14
Executive Summary	16
1 Einleitung	18
2 Methodik, Datenquellen und Forschungsbedarf.....	20
2.1 Methodik.....	20
2.1.1 Betrachtete Treibhausgase und Luftschadstoffe	20
2.1.2 Eingangsparameter und Vorgehen bei der Emissionsbilanzierung.....	21
2.2 Datenquellen	24
2.2.1 Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien von der AGEE-Stat.....	24
2.2.2 Emissionsfaktoren für die direkten Emissionen aus dem Nationalen Emissionsinventar (ZSE).....	24
2.2.3 Studie zur Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)	25
2.2.4 Studie zur Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen.....	26
2.2.5 Studie zur Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle	26
2.2.6 Ökobilanzdaten für Vorketten-Emissionsfaktoren aus GEMIS und ecoinvent	26
2.2.7 Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV / BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung	27
2.2.8 Substitutionsfaktoren im Stromsektor von ESA ² und der TUD	28
2.2.9 Studie zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich erneuerbarer Wärme	29
2.3 Unsicherheiten und methodische Erläuterungen	29
2.3.1 Bestehende Unsicherheiten und Forschungsbedarfe.....	29
2.3.2 Berücksichtigung von Landnutzungsänderungen bei biogenen Energieträgern	30
2.3.3 CO ₂ -Neutralität von Frischholz	32
2.3.4 Internationale Einordnung der Methodik	34
3 Zusammenfassung der Ergebnisse	36
3.1.1 Emissionsbilanzen für Treibhausgase	36
3.1.2 Stromsektor.....	40
3.1.3 Wärmesektor.....	41
3.1.4 Verkehrssektor	42

3.2	Emissionsvermeidung wesentlicher Luftschadstoffe	44
3.2.1	Säurebildende Emissionen	45
3.2.2	Staubemissionen	47
4	Erneuerbare Energien im Stromsektor	49
4.1	Photovoltaik	51
4.1.1	Energiebereitstellung	51
4.1.2	Substitutionsfaktoren	51
4.1.3	Emissionsfaktoren	52
4.1.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz	53
4.2	Windenergie an Land (onshore)	54
4.2.1	Energiebereitstellung	54
4.2.2	Substitutionsfaktoren	55
4.2.3	Emissionsfaktoren	56
4.2.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz	57
4.3	Windenergie auf See (offshore)	57
4.3.1	Energiebereitstellung	58
4.3.2	Substitutionsfaktoren	58
4.3.3	Emissionsfaktoren	59
4.3.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz	60
4.4	Wasserkraft	60
4.4.1	Energiebereitstellung	61
4.4.2	Substitutionsfaktoren	61
4.4.3	Emissionsfaktoren	62
4.4.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz	62
4.5	Tiefengeothermie	63
4.5.1	Energiebereitstellung	63
4.5.2	Substitutionsfaktoren	64
4.5.3	Emissionsfaktoren	65
4.5.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz	66
4.6	Feste Biomasse	67
4.6.1	Energiebereitstellung	67
4.6.2	Substitutionsfaktoren	67
4.6.3	Emissionsfaktoren	68
4.6.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz	72
4.7	Biogas und Biomethan	72

4.7.1	Energiebereitstellung	73
4.7.2	Substitutionsfaktoren.....	73
4.7.3	Emissionsfaktoren	74
4.7.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	78
4.8	Flüssige Biomasse (Pflanzenöl)	79
4.8.1	Energiebereitstellung	79
4.8.2	Substitutionsfaktoren.....	80
4.8.3	Emissionsfaktoren	80
4.8.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	82
4.9	Klärgas.....	83
4.9.1	Energiebereitstellung	83
4.9.2	Substitutionsfaktoren.....	83
4.9.3	Emissionsfaktoren	84
4.9.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	85
4.10	Deponiegas	85
4.10.1	Energiebereitstellung	86
4.10.2	Substitutionsfaktoren.....	86
4.10.3	Emissionsfaktoren	87
4.10.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	87
4.11	Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	88
4.11.1	Energiebereitstellung	88
4.11.2	Substitutionsfaktoren.....	89
4.11.3	Emissionsfaktoren	89
4.11.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	90
5	Erneuerbare Energien im Wärmesektor.....	91
5.1	Feste Biomasse (private Haushalte und GHD).....	93
5.1.1	Endenergiebereitstellung.....	93
5.1.2	Substitutionsfaktoren.....	94
5.1.3	Emissionsfaktoren	95
5.1.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	97
5.2	Feste Biomasse (Industrie).....	99
5.2.1	Endenergiebereitstellung.....	100
5.2.2	Substitutionsfaktoren.....	100
5.2.3	Emissionsfaktoren	101
5.2.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	104

5.3	Feste Biomasse (Allgemeine Versorgung)	105
5.3.1	Endenergiebereitstellung.....	105
5.3.2	Substitutionsfaktoren.....	106
5.3.3	Emissionsfaktoren	107
5.3.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	110
5.4	Flüssige Biomasse	111
5.4.1	Endenergiebereitstellung.....	111
5.4.2	Substitutionsfaktoren.....	112
5.4.3	Emissionsfaktoren	113
5.4.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	115
5.5	Gasförmige Biomasse (Biogas und Biomethan, Klärgas, Deponiegas)	116
5.5.1	Endenergiebereitstellung.....	117
5.5.2	Substitutionsfaktoren.....	118
5.5.3	Emissionsfaktoren	118
5.5.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	122
5.6	Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	124
5.6.1	Endenergiebereitstellung.....	124
5.6.2	Substitutionsfaktoren.....	125
5.6.3	Emissionsfaktoren	125
5.6.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	126
5.7	Solarthermie	127
5.7.1	Endenergiebereitstellung.....	127
5.7.2	Substitutionsfaktoren.....	128
5.7.3	Emissionsfaktoren	129
5.7.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	130
5.8	Umgebungswärme: Umweltwärme und oberflächennahe Geothermie.....	131
5.8.1	Endenergiebereitstellung.....	131
5.8.2	Substitutionsfaktoren.....	132
5.8.3	Emissionsfaktoren	132
5.8.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	134
5.9	Tiefengeothermie	136
5.9.1	Endenergiebereitstellung.....	137
5.9.2	Substitutionsfaktoren.....	137
5.9.3	Emissionsfaktoren	138
5.9.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	139

6	Erneuerbare Energien im Verkehrssektor	140
6.1	Biodiesel und HVO	141
6.1.1	Endenergiebereitstellung.....	141
6.1.2	Substitutionsfaktoren.....	141
6.1.3	Emissionsfaktoren	141
6.1.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	144
6.2	Bioethanol.....	145
6.2.1	Endenergiebereitstellung.....	145
6.2.2	Substitutionsfaktoren.....	145
6.2.3	Emissionsfaktoren	146
6.2.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	148
6.3	Pflanzenöl	149
6.3.1	Endenergiebereitstellung.....	149
6.3.2	Substitutionsfaktoren.....	149
6.3.3	Emissionsfaktoren	150
6.3.4	Emissionsbilanz	151
6.4	Biomethan.....	152
6.4.1	Endenergiebereitstellung.....	152
6.4.2	Substitutionsfaktoren.....	152
6.4.3	Emissionsfaktoren	152
6.4.4	Emissionsbilanz	154
	Abbildungsverzeichnis	155
	Tabellenverzeichnis	157
	Begriffserklärungen	163
	Literaturverzeichnis	166

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
AP	Versauerungspotential (Englisch: Acidification Potential); vgl. VP
BAFA	Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BioKraft-NachV	Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung)
BioSt-NachV	Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung)
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Bundesimmissionsschutzverordnung)
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CH₄	Methan
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CO₂-Äq.	Kohlenstoffdioxidäquivalent, CO ₂ -Äquivalent
DEPI	Deutsches Pelletinstitut
DLR	Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik
EE	Erneuerbare Energien
EEA	Europäische Umweltagentur (Englisch: European Environment Agency)
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEWärmeG	Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbaren-Wärme-gesetz)
ESA²	Energy Systems Analysis Associates
EU	Europäische Union
FAME	Fettsäuremethylester (Englisch: Fatty Acid Methylester)
GEMIS	Globales Emissions-Modell integrierter Systeme (Computermodell mit integrierter Datenbank zur Lebensweg- und Ökobilanzierung und Stoffstromanalyse für Energie-, Stoff- und Verkehrssysteme)
GWP	Treibhausgaspotenzial (Englisch: Global Warming Potential) ; vgl. THP
GZB	Geothermiezentrum Bochum
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung

IPCC	Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen; Weltklimarat (Englisch: Intergovernmental Panel on Climate Change)
Fraunhofer ISI	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
kWh_{el}	Kilowattstunde elektrisch
kWh_{th}	Kilowattstunde thermisch
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Lebenszyklusanalyse (Englisch: Life Cycle Assessment)
iLUC	Indirekte Landnutzungsänderungen (Englisch: Indirect Land Use Change)
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Englisch: Land Use, Land Use Change and Forestry)
MJ	Megajoule
N₂O	Distickstoffoxid (Lachgas)
Nabisy	Nachhaltige-Biomasse-System (Web-Anwendung der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung zum Herunterladen und Übertragen von Nachhaltigkeitsnachweisen und Nachhaltigkeits-Teilnachweisen)
ngd	Nutzungsgrad
NMVOG	Flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)
NO_x	Stickstoffoxide
NTC	Netto-Transport Kapazität (Englisch: net transport capacity)
NUTS	Systematik zur eindeutigen Identifizierung und Klassifizierung der räumlichen Bezugseinheiten (Französisch: Nomenclature des unités territoriales statistiques)
NV	Netzverluste
RED	Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (Englisch: Renewable Energy Directive)
RWI	Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung
SF	Substitutionsfaktor
SO₂	Schwefeldioxid
SO₂-Äq.	SO ₂ -Äquivalent
StBa	Statistisches Bundesamt
StromEinspG	Stromeinspeisungsgesetz
TA-Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
THP	Treibhausgaspotenzial
TREMODO	Emissionsberechnungsmodell für den Verkehr (Englisch: Traffic Emission Estimation Model)
TU	Technische Universität
UBA	Umweltbundesamt

UNFCCC	Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, Klimarahmenkonvention (Englisch: United Nations Framework Convention on Climate Change)
VP	Versauerungspotential
ZSE	Zentrales System der Emissionen (detailliertes Datenbanksystem des Umweltbundesamtes zur Erstellung der Emissionsinventare)

Zusammenfassung

Das Umweltbundesamt (UBA) erstellt im Rahmen der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) eine Emissionsbilanz der erneuerbaren Energien für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Ursprünglich wurde dies im Auftrag des damaligen Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) durchgeführt. Mit dem Wechsel der Zuständigkeiten für den Bereich der erneuerbaren Energien zum Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) erfolgt die Emissionsbilanzierung seit dem Jahr 2014 im Auftrag des BMWi, jetzt Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

Die Ergebnisse der Emissionsbilanz werden jährlich im vierten Quartal in der Publikationsreihe „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022) veröffentlicht. Zusätzlich erfolgen zum jeweiligen Jahresbeginn im Februar/März eine erste Schätzung zur Bilanzierung des vergangenen Jahres sowie eine Datenaktualisierung im Frühjahr des darauffolgenden Jahres. Die jeweils aktuellen Daten sowie die zugehörigen Publikationen sind auf den Internetseiten des Umweltbundesamtes¹ bzw. des BMWK² abrufbar.

In den letzten Jahren wurde die Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger kontinuierlich weiterentwickelt. Der vorliegende Bericht beschreibt die grundlegenden Methoden der Bilanzierung und ist eine aktualisierte Fassung der unter dem Titel „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020“ (CLIMATE CHANGE 71/2021) veröffentlichten Publikation. Er gibt die neuste Datenlage für den Strom-, Wärme- und Verkehrssektor, sowie aktualisierte Ergebnisse der Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energieträger wieder.

Grundlage und Rahmen der Berechnung bildet die Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Darüber hinaus wurden verfügbare Forschungsergebnisse berücksichtigt, so z. B. die Emissionsfaktoren des BMU-Forschungsvorhabens „Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe“ (Rausch & Fritsche, 2012), sowie die Studie zur Aktualisierung der Umweltwirkungen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen (Hengstler, et al., 2021) der Sphera Solutions GmbH und dem Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP. Ferner wurden fehlende Angaben zu den Emissionen einzelner Treibhausgase und Luftschadstoffe für wesentliche Biokraftstoff-Herstellungswege mittels des Gutachtens „Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)“ des Instituts für Energie- und Umweltforschung (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) ergänzt. Zusätzlich fließen ermittelte Substitutionsbeziehungen zwischen fossilen und erneuerbaren Energieträgern für die Sektoren Strom (Kunze, et al., 2019) und Wärme (Ortner, et al., 2022) in die Bilanzierung mit ein.

Die zur Ableitung von Substitutions- und Emissionsfaktoren verwendeten Datenquellen werden in den einzelnen Kapiteln dokumentiert. Große Bedeutung kommt zudem dem aktuellen Datenstand der UBA-Datenbank Zentrales System Emissionen (ZSE) zur nationalen Emissionsberichterstattung zu.

Die in diesem Bericht aufgeführten Ergebnisse zeigen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien wesentlich zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in Deutschland beiträgt. Insgesamt werden in allen Verbrauchssektoren fossile Energieträger zunehmend durch erneuerbare Energien ersetzt und damit dauerhaft Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen vermieden. Die Ergebnisse zeigen darüber

¹ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik>

² http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/erneuerbare_energien_in_zahlen.html

hinaus, dass eine differenzierte Betrachtung verschiedener Technologien und Sektoren sinnvoll und notwendig ist, wenn es z. B. darum geht, gezielte Maßnahmen zum Klimaschutz und der Luftreinhaltung abzuleiten, da sich die spezifischen Vermeidungsfaktoren für die untersuchten Treibhausgase und Luftschadstoffe teilweise erheblich unterscheiden.

Im Ergebnis weist die Netto-Emissionsbilanz der erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der Vorketten eine Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Höhe von rund 217 Mio. t CO₂-Äquivalenten (CO₂-Äq.) im Jahr 2021 aus. Auf den Stromsektor entfielen 165 Mio. t CO₂-Äq.. Davon sind 142 Mio. t der Strommenge mit EEG-Vergütungsanspruch zuzuordnen. Im Wärmesektor wurden 42 Mio. t und durch biogene Kraftstoffe 10 Mio. t CO₂-Äq. vermieden.

Generell lässt sich feststellen, dass bei Strom und Wärme das Ergebnis maßgeblich dadurch beeinflusst wird, welche fossilen Brennstoffe durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden. Bei den Biokraftstoffen sind insbesondere die Art und Herkunft der verwendeten Rohstoffe ausschlaggebend. Zusätzlich sind bei Biomassen (mit Ausnahme von biogenen Reststoffen und Abfällen) auch Landnutzungsänderungen durch den landwirtschaftlichen Anbau von Energiepflanzen als erhebliche potenzielle Emissionsquelle in den Blick zu nehmen.

Eine zusammenfassende Beschreibung der Ergebnisse für die untersuchten Sektoren erfolgt im Ergebniskapitel dieses Berichts. Die detaillierten Auswertungen zu den Emissionsbilanzen der untersuchten Technologien und Energieträgern werden in den einzelnen Kapiteln zum Strom-, Wärme- und Verkehrssektor dargestellt.

Executive Summary

For several years the Federal Environment Agency (UBA) has been compiling a balance of emissions avoided by renewable energy sources - primarily on behalf of the former Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU). In 2014, the responsibility for this work was taken over by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi), nowadays the Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Actions (BMWK), in line with the restructuring of responsibilities for energy policy within the Federal government.

The results of the net balance of avoided emissions is made available within the publication “Renewable Energy Sources in Figures - National and international developments” (BMWK, 2022), which is published annually in October/November. Additionally, a first estimation of the balance for the previous year is made in February/March. At the beginning of the following year the results are updated again. Latest data and the above-mentioned publication can be downloaded from the webpages of UBA³ and BMWK⁴.

During the last years, the net balance of emissions avoided by renewable energy sources has been continuously improved. The current edition presents a revised version of the last report, published under the title „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020“ (CLIMATE CHANGE 71/2021) It contains updated data for the electricity, heat and transport sector based on the latest renewable energy statistics.

Basis and general framework for these calculations is Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the European Council of 23 April 2009 “on the promotion of the use of energy from renewable sources”. Additionally, available research is fed into the calculations. Examples include the use of representative emission factors derived from a BMU-financed research project on „Updating of Ecobalances for greenhouse gases and air pollutants from renewable energy sources” (Rausch & Fritsche, 2012) and a study on the environmental impacts of wind and photovoltaic energy generation systems (Hengstler, et al., 2021). Data gaps on biofuel production pathways have been filled through a study on the “Update of the input data and emissions balances of selected biofuel resource pathways” of the Institute for Energy and Environmental Research (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016). Furthermore, studies concerning substitution factors of the electricity (Kunze, et al., 2019) and the heating sector (Ortner, et al., 2022) have been considered.

Emission factors used and documented within the report are derived from a number of sources including the UBA database for national emissions reporting (Central System of Emissions).

The reported results show that the expansion of renewable energies contributes substantially to the avoidance of greenhouse gas emissions in Germany. In all consumption sectors (i.e. power, heat and transport) fossil fuels are being replaced by renewable energies, thereby permanently avoiding energy related greenhouse gas emissions and air pollutants. Nevertheless, the results also illustrate that different sectors and renewable energy technologies show very different reduction factors for the investigated greenhouse gases and air pollutants, which is of key importance in order to derive specific and efficient climate change mitigation actions.

Considering all relevant upstream chains and the relevant greenhouse gases carbon dioxide, methane and nitrous oxide, the net balance of emissions avoided resulted in 217 Mio. t CO₂ equivalents (CO₂-

³ <https://www.umweltbundesamt.de/en/topics/climate-energy/renewable-energies/renewable-energies-the-figures>

⁴ http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/erneuerbare_energien_in_zahlen.html

eq.) in 2021. Of this total amount, the power sector accounts for 165 Mio. t CO₂-eq., with 142 Mio. t being entitled for remuneration under the Renewable Energy Sources Act. In the heat and transport sector avoided emissions amounted to 42 Mio. t and 10 Mio. t CO₂-eq. respectively.

It can be generally stated that for the results in the power and heat sector the type of fossil fuel substituted by renewable energy sources is of greatest importance for the amount of emissions reduced. For biofuels on the other hand, type and origin of the utilized raw materials determine the potential of emission reductions. Additionally, in the case of bio-energies (with the exception of biogenic waste and residues) land use changes through the cultivation of energy plants have to be considered as a major source of potential emissions.

A summarizing set of results for the different sectors is available in the results sections of this report. It is followed by a detailed and transparent presentation of all investigated renewable energy technologies in the electricity, heat and transport sectors.

1 Einleitung

Der Klimaschutz ist eine der zentralen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Dies spiegelt sich auch im Klimaschutzabkommen von Paris⁵, den europäischen Beschlüssen zum sogenannten „Green Deal“ (Europäische Kommission, 2019), sowie in den aktuellen nationalen Beschlüssen zum Klimaschutz, wie dem Klimaschutzgesetz (Bundesregierung, 2021) und dem Osterpaket⁶, wieder. Die Stromerzeugung hat eine zentrale Bedeutung zum Erreichen der nationalen und europäischen Klimaschutzziele. Die vorher bis in das Jahr 2050 reichende Gesamtstrategie wurde im Rahmen des Klimaschutzgesetzes angepasst.

Mit dem Osterpaket der Bundesregierung wurde beschlossen, dass die Stromversorgung bis zum Jahr 2035 fast vollständig aus erneuerbaren Energien gedeckt werden soll und für 2035 eine klimaneutrale Stromversorgung angestrebt wird. Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023⁷ wird auch die Zielambitionen im Stromsektor für das Jahr 2030 nochmals erhöht. So ist das EEG 2023 darauf ausgerichtet, dass bis zum Jahr 2030 der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch mindestens 80 Prozent betragen soll.

Der Anteil der Erneuerbaren am deutschen Bruttostromverbrauch betrug im Jahr 2021 41,0 Prozent und lag damit knapp 4,3 Prozentpunkte unter dem Vorjahreswert (2020: 45,3 Prozent), was in wesentlichem Maße auf den nach der Corona-Pandemie wieder angestiegenen Bruttostromverbrauch zurückzuführen ist. Maßgebliches Instrument für den Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor ist das EEG. Das Gesetz wurde seit seiner Einführung im Jahr 2000 mehrmals novelliert.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung ist in den letzten Jahren langsamer als der erneuerbare Anteil im Strombereich gewachsen. Die Technologien sind bereits vorhanden, haben den Markt bisher aber noch nicht ausreichend durchdrungen. Vorrangiges Ziel des Erneuerbaren-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG, 2008) war es, den Anteil erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch in Deutschland bis zum Jahr 2020 auf 14 Prozent zu erhöhen. Dieses Ziel wurde mit 15,2 Prozent erreicht. Im Jahr 2021 erhöhte sich der Anteil auf 16,2 Prozent.

Im Verkehrsbereich wurde mit der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG) ein für alle Mitgliedsstaaten verbindliches Ziel eines 10 Prozent-Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehr für das Jahr 2020 festgelegt. Dieser Zielwert wurde erreicht. Im Jahr 2021 war dieser Wert nach ersten vorläufigen Daten zudem rückläufig. Im Rahmen der Novellierung der Erneuerbaren Energien (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) wurde ein verbindlicher Zielwert in Höhe von 14 Prozent für das Jahr 2030 definiert. Damit verbunden ist ein spezifisches Teilziel für fortschrittliche Biokraftstoffe in Höhe von 3,5 Prozent und eine Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe sowie die schrittweise Herabsetzung von Biokraftstoffen mit hohem Risiko. Darüber hinaus definieren die Richtlinien Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe und flüssige Bio-Brennstoffe. Diese umfassen Mindestanforderungen an eine nachhaltige Bewirtschaftung landwirtschaftlicher Flächen, den Schutz natürlicher Lebensräume und eine Minderung der Treibhausgasemissionen gegenüber der Nutzung konventioneller Kraftstoffe. Zur Umsetzung der Nachhaltigkeitskriterien in deutsches Recht wurden zwei Nachhaltigkeitsverordnungen erlassen (Biokraft-NachV und BioSt-NachV). Die Debatte um die Umweltwirkungen der Biokraftstofferzeugung

⁵ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/internationale-eu-klimapolitik/uebereinkommen-von-paris#ziele-des-ubereinkommens-von-paris-uvp>

⁶ <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/novellierung-des-eeg-gesetzes-2023972>

⁷ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html

zeigt exemplarisch auf, dass der Ausbau erneuerbarer Energien je nach gewähltem Nutzungspfad auch zu negativen Folgewirkungen führen kann. Um Fehlentwicklungen rechtzeitig erkennen zu können, sind daher umfassende ökobilanzielle Analysen der über den gesamten Lebensweg eines Energieträgers auftretenden Umweltauswirkungen unerlässlich (WBGU, 2008).

Die dargelegte Entwicklung der erneuerbaren Energien ist ein wesentlicher Treiber⁸ zur Erreichung der Klimaschutzziele. Indem fossile Energieträger durch erneuerbare Energien ersetzt werden, sinken die energiebedingten Treibhausgasemissionen aus Kohle, Gas und Öl. Im Rahmen der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger wird mittels einer Netto-Betrachtung aufgezeigt, wie sich diese Emissionsvermeidung durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Einzelnen darstellt. Dabei werden die durch die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien verursachten Emissionen mit denen verrechnet, die durch die Substitution fossiler Energieträger vermieden werden. Vorgelagerte Prozessketten zur Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger sowie für die Herstellung und den Betrieb der Anlagen werden dabei berücksichtigt. So ergaben die Berechnungen für das Jahr 2021, dass ca. 217 Mio. t CO₂-Äquivalente durch den Einsatz erneuerbarer Energien in Deutschland vermieden wurden.

Bei der Betrachtung der umweltrelevanten Emissionen von Luftschadstoffen ergibt sich hingegen ein differenzierteres Bild. Hier steht einer Vermeidung von Emissionen bei einzelnen Schadstoffen eine Erhöhung bei anderen gegenüber. Die vorliegende Netto-Bilanz berücksichtigt dabei sowohl die Emissionen an Treibhausgasen und Luftschadstoffen, die durch die Substitution fossiler Energiebereitstellung vermieden werden, als auch die Emissionen, die durch den Einsatz erneuerbarer Energien verursacht werden.

Im folgenden Kapitel 2 werden neben der methodischen Herangehensweise, die verwendeten Daten- und Literaturquellen erläutert. Das Kapitel 3 gibt anschließend einen Überblick über die zentralen Ergebnisse der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. In den darauffolgenden Kapiteln werden abschließend die verwendeten Ausgangsdaten und die ermittelten Ergebnisse aufgeschlüsselt nach Energieträgern und Treibhausgasen sowie Luftschadstoffen zu den Sektoren Strom (Kapitel 4), Wärme (Kapitel 5) und Verkehr (Kapitel 6) aufgeführt.

⁸ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/emissionsvermeidung-durch-erneuerbare>

2 Methodik, Datenquellen und Forschungsbedarf

2.1 Methodik

Im Rahmen dieses Berichts wird die Freisetzung von ausgewählten Treibhausgasen und Luftschadstoffen bilanziert, die durch die Nutzung erneuerbaren Energien verursacht bzw. durch die Substitution entsprechender fossiler Energien vermieden werden.

In Anlehnung an die methodischen Grundsätze der Lebenszyklusanalyse (Klöpffer & Grahl, 2009), werden dabei sowohl die direkten Emissionen berücksichtigt, die im Zuge der Umwandlung von Primärenergieträgern z. B. bei der Verbrennung fossiler oder biogener Brennstoffe verursacht werden, als auch die indirekten Emissionen, die außerhalb der Umwandlungsprozesse in den sog. Vorketten z. B. bei der Herstellung von Anlagen zur Energieumwandlung oder der Gewinnung und Bereitstellung von Primär- und Sekundärenergieträgern entstehen. Darüberhinaus werden auch Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie, die unmittelbar mit dem Erzeugungspfad in Verbindung stehen, berücksichtigt.

Als Ergebnis wird eine Netto-Bilanz ausgewiesen, in der die im Zuge der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien verursachten Emissionen mit den substituierten und somit vermiedenen Emissionen aus fossiler Energiebereitstellung verrechnet werden.

2.1.1 Betrachtete Treibhausgase und Luftschadstoffe

Aufgrund der unterschiedlichen Relevanz und insbesondere der teilweise unzureichenden Datenlage liegt der Fokus in der vorliegenden Emissionsbilanz auf den in der folgenden Tabelle 1 aufgeführten Treibhausgasen und Luftschadstoffen.

Die betrachteten acht Schadstoffe bzw. Schadstoffsummen bilden eine „Kernliste an Umweltindikatoren“ ab, mit denen die Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf Klimawandel und Luftqualität belastbar dargestellt werden können. Darüber hinaus bestehen für diese Schadstoffe nationale und internationale Minderungsziele und entsprechende Berichtspflichten nach der Klimarahmenkonvention in Verbindung mit dem Kyoto-Protokoll und der Genfer Luftreinhaltekonvention sowie den entsprechenden Richtlinien und Verordnungen der EU.

Tabelle 1: Übersicht der betrachteten Treibhausgase und Luftschadstoffe

Kategorie	Name	Kurzbezeichnung	Relatives Treibhausgas- bzw. Versauerungspotenzial	
Treibhausgase	Kohlenstoffdioxid	CO ₂	1	CO ₂ -Äq.
	Methan	CH ₄	28	
	Distickstoffoxid (Lachgas)	N ₂ O	265	
säurebildende Schadstoffe	Schwefeldioxid	SO ₂	1	SO ₂ -Äq.
	Stickstoffoxide	NO _x	0,696	
weitere Luftschadstoffe	Staub	-	-	-
	Kohlenstoffmonoxid	CO	-	
	Flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)	NMVOC	-	

Quelle: Eigene Darstellung

Eine Erweiterung der betrachteten Schadstoffe - zum Beispiel um NH_3 oder fluorierte Treibhausgase sowie eine weitere Differenzierung der Staubemissionen nach Partikelgrößen (PM_{10} , $\text{PM}_{2,5}$) - würde eine erhebliche Verbesserung der ökobilanziellen Datengrundlagen voraussetzen und kann daher derzeit nicht vorgenommen werden.

Die verschiedenen betrachteten Treibhausgase und Säurebildner tragen in unterschiedlicher Weise zur Erderwärmung bzw. Versauerung bei. Um die Wirkung der einzelnen Gase vergleichen zu können, wird ihnen ein Faktor - das relative Treibhausgaspotenzial (THP) bzw. Versauerungspotenzial (VP) - zugeordnet, das sich auf die Referenzsubstanzen Kohlenstoffdioxid (CO_2) bzw. Schwefeldioxid (SO_2) bezieht. Das Treibhausgas- bzw. Versauerungspotenzial gibt an, welche Menge an CO_2 bzw. SO_2 in einem Betrachtungszeitraum von 100 Jahren die gleiche Treibhaus- bzw. Versauerungswirkung entfalten würde wie das betrachtete Referenzgas. Die Emissionsangaben für die einzelnen Gase können nach Multiplizieren mit dem jeweiligen Äquivalenz-Faktor aufaddiert werden, so dass die Summe der Treibhausgase als CO_2 -Äquivalent ausgewiesen werden kann. Analog dazu wird das Versauerungspotenzial von SO_2 und NO_x bestimmt, welches als SO_2 -Äquivalent angegeben wird.

2.1.2 Eingangparameter und Vorgehen bei der Emissionsbilanzierung

Die **Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien** sind die Basisparameter der Emissionsbilanz. Sämtliche Daten werden von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Hierbei wird zwischen Bruttostromerzeugung (BSE_{ern}) im Sektor Strom und Endenergieverbrauch (EEB_{ern}) in den Sektoren Wärme und Verkehr unterschieden. Vor allem bei der Bioenergie erfolgt jedoch vielfach eine weitergehende Differenzierung nach Brennstoffen und/oder Anlagentypen, um das häufig sehr unterschiedliche Emissionsverhalten adäquat abzubilden.

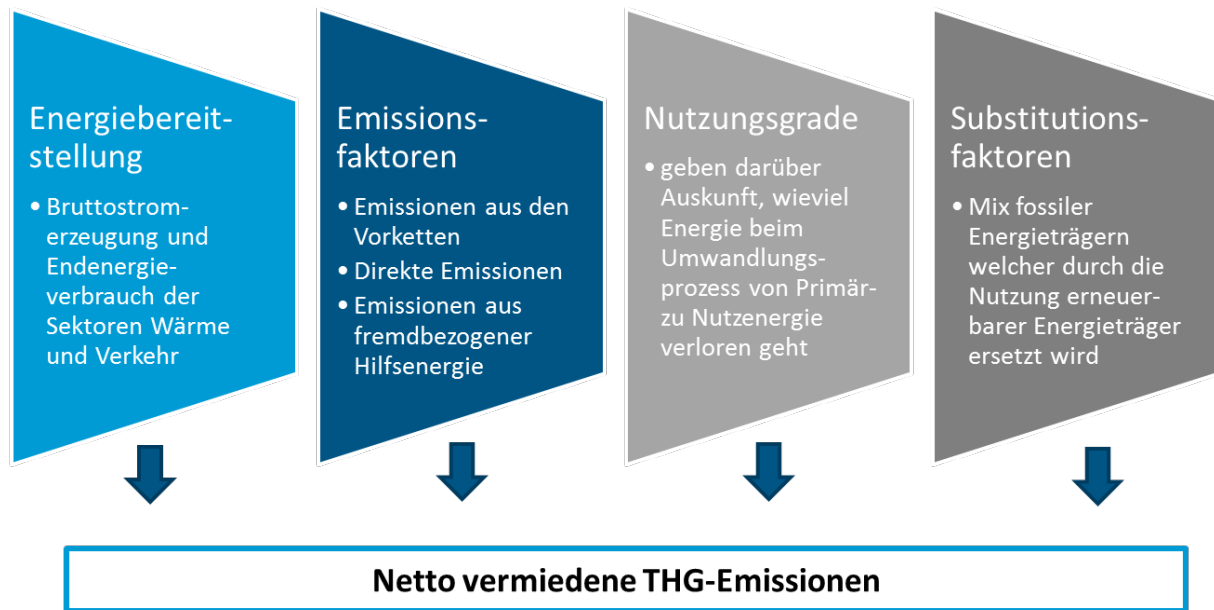
Emissionsfaktoren (EF) für die fossilen und erneuerbaren Energieträger fassen die Gesamt-Emissionen über die jeweilige Energiebereitstellungskette zusammen. Neben den direkten Emissionen ($\text{EF}_{\text{Direkte}}$) aus dem Anlagenbetrieb beinhalten sie auch die indirekten (Vorketten-) Emissionen, d. h. alle relevanten Emissionen von der Gewinnung, der Aufbereitung und dem Transport der Brennstoffe über die Herstellung der Anlagen ($\text{EF}_{\text{Vorkette}}$) bis zum Einsatz von fremdbezogener Hilfsenergie (EF_{Hilfs}) im Anlagenbetrieb. Hervorzuheben ist, dass die konservativ gewählten Emissionsfaktoren weder reale Einzelanlagen noch den gegenwärtig besten Stand der Technik, sondern den durchschnittlichen Anlagenbestand in Deutschland repräsentieren. Die Daten zu den direkten Emissionen werden für die Bilanzierung direkt aus dem Nationalen Emissionsinventar (ZSE) übernommen. Eine Quantifizierung der indirekten (Vorketten-) Emissionen setzt ökobilanzielle Modellierungen über den gesamten Lebensweg voraus. Im Rahmen der Bilanzierung werden hierfür neben verschiedenen Ökobilanzdatenbanken (u. a. Gemis), Emissionsfaktoren aus der Richtlinie 2009/28/EG sowie aus durchgeführten Aktualisierungsstudien zu einzelnen Technologien verwendet (vgl. Kapitel 2.2.2-2.2.6). Im Falle der Emissionsfaktoren zur fremdbezogenen Hilfsenergie findet eine Schätzung u. a. auf Basis der amtlichen Statistik (StBa, 2021) statt. Bei den Biokraftstoffen werden die Emissionsfaktoren maßgeblich durch die in der Herstellung verwendeten Rohstoffe bestimmt, deren Anteile aus dem Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV/BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) abgeleitet werden (vgl. Kapitel 2.2.7).

Darüber hinaus werden **Nutzungsgrade** (ngd) in Abhängigkeit von der angewendeten Technologie, der Zuordnung zu immissionsschutzrechtlichen Verordnungen und des verwendeten Energieträgers berücksichtigt. Sie werden aus aktuellen Untersuchungen, amtlichen Erhebungen und Expertenschätzungen zu erneuerbaren Energien im Strom- und Wärmesektor abgeleitet. Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) handelt es sich dabei um zugewiesene Nutzungsgrade auf Basis der Finnischen Methode. Bei der Finnischen Methode wird zunächst die Primärenergieeinsparung durch die KWK-Nutzung berechnet. Dazu werden Referenzwirkungsgrade der getrennten Erzeugung von Strom (40 Prozent) und Wärme (80 Prozent) in Anlehnung an die Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU

vorgegeben. Anschließend wird mittels des Brennstoffeinsatzes der Erzeugung und der zugeordneten Primärenergieeinsparung ein entsprechender Nutzungsgrad ermittelt.

Die **Substitutionsfaktoren** (SF) geben ferner darüber Auskunft, welcher Mix an fossilen Energieträgern durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger ersetzt wird. Sie werden aus aktuellen Untersuchungen und Forschungsvorhaben zu erneuerbaren Energien im Strom- und Wärmesektor abgeleitet (vgl. Kapitel 2.2.6 und 2.2.7).

Abbildung 1: Darstellung der wesentlichen Eingangsparameter der Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energieträger



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 1 fasst die wesentlichen Eingangsparameter zur Ableitung der vermiedenen Emissionen nochmals zusammen. Das grundlegende methodische Vorgehen zur Ermittlung der Emissionsvermeidung, die aus der Nutzung der erneuerbaren Energien resultiert, wird im Folgenden beschrieben.

Durch die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien werden konventionelle Energieträger substituiert und dadurch Emissionen brutto vermieden ($E_{v,brutto}$). Die sog. Substitutionsfaktoren (SF) geben dabei die jeweiligen Anteile der konventionellen Energieträger (z. B. Öl, Gas, Braun- und Steinkohle, Kernbrennstoff) an, die durch die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien verdrängt werden. Bei der Bereitstellung von Strom ist hierbei die Stromerzeugung (SE_{ern}) und in den Sektoren Wärme und Verkehr der Endenergieverbrauch (EEV_{ern}) maßgeblich. Durch Multiplikation der substituierten Anteile an fossilen/nuklearen Energieträgern (SF) mit deren entsprechenden Emissionsfaktoren und der Division mit den jeweiligen fossilen Nutzungsgraden (ngd_{fossil}), ergibt sich in Summe der für die einzelnen erneuerbaren Energien spezifische Brutto-Vermeidungsfaktor.

Dabei werden die fossilen Emissionsfaktoren anders als bei den erneuerbaren Emissionsfaktoren nur nach direkt verursachten Emissionen ($EF_{fossil,Direkt}$) und Emissionen aus den Vorketten zuzüglich der verwendeten Hilfsenergie ($EF_{fossil,Vorkette+Hilfsenergie}$) aufgeschlüsselt. Multipliziert man anschließend den spezifischen Brutto-Vermeidungsfaktor (VF_{brutto}) mit der jeweiligen erneuerbaren Energiebereitstellung, ergeben sich die absoluten, brutto vermiedenen Emissionen für den Stromsektor:

$$E_{v,brutto} [t] = SE_{ern} [GWh] * \sum SF [\%] * \frac{EF_{fossil,Direkte} \left[\frac{g}{kWh} \right] + EF_{fossil,Vorkette,Hilfs.} \left[\frac{g}{kWh} \right]}{ngd_{fossil} [\%]}$$

Im Falle des Wärme- und Verkehrssektors muss vor der Berechnung der brutto vermiedenen Emissionen der bereitgestellte Endenergieverbrauch anhand des spezifischen Nutzungsgrads des jeweiligen Erzeugungspfad in Nutzenergie umgerechnet werden:

$$E_{v,brutto} [t] = EEV_{ern} [GWh] * ngd_{ern} [\%] * \sum SF_m [\%] * \frac{EF_{fossil,direkt} \left[\frac{g}{kWh} \right] + EF_{fossil,vorkette,Hilfs.} \left[\frac{g}{kWh} \right]}{ngd_{fossil} [\%]}$$

Durch die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien werden jedoch auch Emissionen verursacht (E_u), die sich durch Multiplikation mit dem jeweiligen erneuerbaren Emissionsfaktoren, sowie der Division mit dem dazugehörigen Nutzungsgrad des verwendeten Nutzungspfad (ngd_{ern}) für den Stromsektor ergeben:

$$E_u [t] = SE_{ern} [GWh] * \frac{EF_{ern,vorkette} \left[\frac{g}{kWh} \right] + EF_{ern,direkt} \left[\frac{g}{kWh} \right] + EF_{ern,Hilfs.} \left[\frac{g}{kWh} \right]}{ngd_{ern} [\%]}$$

Da im Wärme- und Verkehrssektor der Endenergieverbrauch maßgeblich ist, ergeben sich die verursachten Emissionen in diesen Fällen durch eine reine Multiplikation der aufsummierten erneuerbaren Emissionsfaktoren des jeweiligen Erzeugungspfad mit der entsprechenden Energiebereitstellung:

$$E_u [t] = EEV_{ern} [GWh] * (EF_{ern,vorkette} \left[\frac{g}{kWh} \right] + EF_{ern,direkt} \left[\frac{g}{kWh} \right] + EF_{ern,Hilfs.} \left[\frac{g}{kWh} \right])$$

Auch bei der Ermittlung der verursachten Emissionen wird zwischen Emissionen aus der Vorkette ($F_{ern,Vorkette}$), direkten Emissionen ($EF_{ern,Direkt}$) und Emissionen aus der Bereitstellung von fremdbezogener Hilfsenergie ($EF_{ern,Hilfs.}$) unterschieden. Die Aufteilung der Emissionsfaktoren sowohl bei der Berechnung der vermiedenen Emissionen als auch bei der Berechnung der verursachten Emissionen ermöglicht die spätere Trennung nach der Entstehung der Emissionen im Verlauf der Bilanzierung.

In der Gesamtbilanz werden die brutto vermiedenen ($E_{v,brutto}$) sowie die verursachten Emissionen (E_u) miteinander verrechnet, woraus sich im Endergebnis die netto vermiedenen Emissionen ($E_{v,netto}$) ergeben:

$$E_{v,netto} [t] = E_{v,brutto} [t] - E_u [t]$$

In der Gesamtbilanz der netto vermiedenen Emissionen treten vor allem positive Ergebnisse auf. In diesem Fall sind die brutto vermiedenen Emissionen, die aus der Nutzung erneuerbarer Energien resultieren, größer als die dadurch verursachten Emissionen. Dementsprechend hat der Einsatz erneuerbarer Energien eine Entlastungswirkung auf die Umwelt. Negative Ergebnisse zeigen auf, dass eine Nutzung erneuerbaren Energien zu mehr Emissionen führt, als durch die Substitution konventioneller Energieträger vermieden werden.

Der spezifische Netto-Vermeidungsfaktor (VF_{netto}) ergibt sich aus der Division der in der Gesamtbilanz errechneten netto vermiedenen Emissionen durch die aus erneuerbaren Energien bereitgestellte Endenergie:

$$VF_{netto} \left[\frac{g}{kWh} \right] = \frac{E_{v,netto} [t]}{EEB_{ern} [GWh]}$$

2.2 Datenquellen

In diesem Abschnitt werden die wesentlichen Datenquellen beschrieben, die im Rahmen dieser Emissionsbilanz verwendet wurden.

2.2.1 Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien von der AGEE-Stat

Die Bilanzdaten zur Energiebereitstellung - das Mengengerüst der erneuerbaren Energien - stützt sich im Wesentlichen auf die Erhebungen bzw. Berechnungen der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Das unabhängige Fachgremium wurde 2004 vom damaligen Bundesumweltministerium (BMU) im Einvernehmen mit dem damaligen Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) und dem Bundeslandwirtschaftsministerium (BMELV) eingerichtet, um Statistik und Daten der erneuerbaren Energien auf eine umfassende, aktuelle und abgestimmte Basis zu stellen. Seit dem Wechsel der ministeriellen Zuständigkeiten zum Thema erneuerbaren Energien arbeitet die AGEE-Stat im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums.

Eine wesentliche Datenquelle für das Mengengerüst der AGEE-Stat ist die amtliche Energiestatistik des Statistischen Bundesamtes in Zusammenarbeit mit den Statistischen Landesämtern. Als weitere Datenquellen sind insbesondere die EEG-Abrechnung der Übertragungsnetzbetreiber sowie für den Wärmesektor die Angaben verschiedener Verbände aus dem Bereich erneuerbarer Energien zu nennen. Informationen zu den Biokraftstoffen entstammen im Wesentlichen den amtlichen Mineralöl-daten des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

Aktuelle, abgestimmte Daten über die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland werden in der jährlichen Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung (BMWK, 2022)“ veröffentlicht. Die Veröffentlichung erfolgt jeweils im vierten Quartal. Zusätzlich erfolgt jeweils März eine erste Schätzung zur Entwicklung auf Basis vorläufiger Daten. In diesem Zusammenhang werden auch die Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien auf der Website des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)⁹ veröffentlicht. Die Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitserien zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016) liefert zudem eine inhaltliche Zusammenfassung der angewandten Methodik im Stromsektor. Insbesondere Aspekte des Eigenverbrauchs erneuerbarer Stromproduzenten werden hierbei adressiert.

2.2.2 Emissionsfaktoren für die direkten Emissionen aus dem Nationalen Emissionsinventar (ZSE)

Für den vorliegenden Bericht wurden die zur Berechnung der vermiedenen direkten Emissionen benötigten Emissionsfaktoren für fossile und biogene Brennstoffe aus dem „Zentralen System Emissionen“ (ZSE) entnommen.

Die ZSE-Datenbank des Umweltbundesamtes ist die zentrale Datenhaltung aller für die Emissionsberechnung und -berichterstattung benötigten Informationen (Endenergiebereitstellung, Emissionsfaktoren) und speichert diese in Form von Zeitreihen. Als Grundlage der nationalen Emissionsberichterstattung (UBA, 2022) ist es national die grundlegende Datenquelle, die alle Informationen zu den Schadstoffemissionen der fossilen und der biogenen Energiebereitstellung enthält. Durch internes Qualitätsmanagement und internationale Überprüfungsprozesse werden diese Daten jährlich qualitätsgesichert, erforderlichen Falls angepasst und ergänzt.

⁹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Zur inhaltlichen Weiterentwicklung der Emissionsberichterstattung des Umweltbundesamtes - insbesondere zur Anpassung der Emissionsfaktoren an den durchschnittlichen Anlagenbestand in Deutschland - werden in regelmäßigen Abständen Fachgutachten eingeholt. Folgende Forschungsvorhaben der letzten Jahre sind für die Emissionsbilanz erneuerbarer Energien besonders relevant:

- Fortschreibung der Emissionsfaktoren für Feuerungs- und Gasturbinenanlagen nach 13./17. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) und TA Luft (Fichtner, Karl, Hartel, Balussou, & D., 2011),
- Emissionsfaktoren für Biogasanlagen: „Emissionsanalyse und Quantifizierung von Stoffflüssen durch Biogasanlagen im Hinblick auf die ökologische Bewertung der landwirtschaftlichen Biogasgewinnung und Inventarisierung der deutschen Landwirtschaft“ (Liebetrau, et al., 2011),
- CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe (Jührich, 2022)
- Emissionsfaktoren für Haushalte und Kleinverbraucher: „Ermittlung und Aktualisierung von Emissionsfaktoren für das nationale Emissionsinventar bezüglich kleiner und mittlerer Feuerungsanlagen der Haushalte und Kleinverbraucher“ (Tebert, Volz, & Töfge, 2016)
- Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Großfeuerungsanlagen (Jührich & Beckers, Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Großfeuerungsanlagen, 2019a).

Die direkten Emissionsfaktoren im Verkehrsbereich basieren überwiegend auf Daten des „Handbuchs für Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs (HBEFA, Version 4.2) (INFRAS, 2022), welche auch dem Emissionsberechnungsmodell TREMOD (Traffic Emission Estimation Model) und dem ZSE zugrunde liegen.

2.2.3 Studie zur Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)

Die vom Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU) ausgearbeitete „Studie zur Aktualisierung der Eingangsdaten wesentlicher biogener Energienutzungspfade“ (BioEm) (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) hat Emissionen von Bioenergieträgern, welche für Deutschland Relevanz haben, über den gesamten Lebensweg ökobilanziell modelliert. Die daraus resultierenden Emissionsfaktoren umfassen neben den Treibhausgasen auch weitere wesentliche Luftschadstoffe, die für die Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energien relevant sind. Dabei orientiert sich die Studie in Bezug auf die Methodenvorgaben und die verwendeten Hintergrunddaten so nahe wie möglich an den einschlägigen Regelwerken der EU Kommission und deren Erweiterungen. Ferner wurden bei der Erstellung der Ökobilanzen die ISO-Normen 14040 und 14044 berücksichtigt.

Das dadurch vorgegebene Methodengerüst umfasst neben generellen Regeln zu den funktionellen Einheiten sowie Charakterisierungsfaktoren für die Aggregation der verschiedenen Treibhausgase, auch Komponenten zum Anbau und zur Verarbeitung der Biomasse unter Berücksichtigung der verwendeten Nebenprodukte und der erzeugten Endenergie. Ferner wurde der Transport, der Vertrieb sowie die anschließende Nutzung der Bioenergie berücksichtigt. Erstmals wurden auch Regeln zum Einbezug von Landnutzungsänderung (direkt wie indirekt) in das Methodengerüst integriert, die allerdings aufgrund der weiterhin bestehenden methodischen Unsicherheiten noch keinen Eingang in diese Emissionsbilanz finden. Vergleiche mit anderen Datenbanken (GEMIS, ecoinvent) machen die z. T. großen Bandbreiten der Ergebnisse für einzelne Bioenergieträger deutlich. Die Ergebnisse der Studie erlauben es, Emissionsfaktoren im Bereich der Vorketten und der fremdbezogenen Hilfsenergie für zahlreiche biogene Energienutzungspfade für die Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energien abzuleiten.

2.2.4 Studie zur Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen

Im Rahmen der Studie wurden die Umweltwirkungen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen von der Sphera Solutions GmbH und dem Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP neu untersucht (Hengstler, et al., 2021). Zwar wurden bereits in der Vergangenheit ökobilanzielle Untersuchungen zu den beiden Technologien durchgeführt (SmartGreenScans, 2012) (Fraunhofer IWES, 2012), jedoch machten die voranschreitende technologische Entwicklung bei der Produktion und die eingesetzten Komponenten eine Aktualisierung auf die neuesten Anlagegenerationen notwendig.

In einem ersten Schritt wurde eine Recherche zur Markt- und Technologieentwicklung durchgeführt, wobei die relevanten Technologien sowie Produktionsstätten identifiziert wurden. Nach Ableitung der Sachbilanzen wurden die Umweltwirkungen für optimale Standorte in Deutschland abgeleitet. Dabei wurden die Ökobilanzen der betrachteten Technologien gemäß der ISO-Normen 14040 und 14044 erstellt.

Da die Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger das Bestandssystem und damit die in Deutschland installierten Anlagen betrachtet, bestand anschließend die Herausforderung, die neu hergeleiteten Sachbilanzen auf die Ist-Situation in Deutschland anzupassen. Diese Anpassungen auf die in Deutschland installierten Technologien und Standortspezifika erfolgten im Kontext einer Harmonisierungsstudie.

2.2.5 Studie zur Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle

In der Studie „Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle“ (Baumann & Schuller, 2021), welche die Sphera Solutions GmbH ausgearbeitet hat, wurden die Vorketten-Emissionen der Energieträger Erdgas und Steinkohle betrachtet. Hierbei wurden im Rahmen einer Metaanalyse aktuelle Daten und Studien herangezogen, um für die in Deutschland relevanten Erdgas- und Steinkohlelieferländer valide Ökobilanzdatensätze abzuleiten. Die Ökobilanzen wurden anschließend mittels der Ökobilanzhintergrunddaten aus der GaBi Datenbank von Sphera erstellt. Mittels eines für Deutschland abgeleiteten Lieferantenmix wurden abschließend die Vorkettenemissionsfaktoren abgeleitet. Die Methodik der Ökobilanzierung basiert dabei auf den ISO-Normen 14040 und 14044.

Ein weiterer Fokus wurde auf den Stand der Forschung zur globalen Methanemissionsquantifizierung gelegt. Insbesondere die zur Verfügung stehenden IEA Methane Tracker Daten, welche im sogenannten Top-Down Verfahren erhoben wurden, haben die Debatte um die Methanemissionen bei der Erdgasförderung belebt. Hierbei handelt es sich um Emissionsmessungen über größere Bereiche von Produktionsstätten, welche mittels Flugzeuge und Satelliten durchgeführt werden. Im Gegensatz dazu stützt sich die vom Forschungsnehmer durchgeführte Metaanalyse auf das Bottom-Up Verfahren, bei dem Emissionsmessungen direkt an potentiellen Emissionsorten (Bohrplätzen, Verteilerstationen) erhoben werden. Dies erfordert wiederum eine Kooperation mit den jeweiligen Industriepartnern.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurden beide methodischen Herangehensweisen analysiert und kritisch bewertet. Abschließend wurden die potentiellen resultierenden Unterschiede bei den Methanemissionen mittels einer Sensitivitätsanalyse dargelegt. Neben einer Abweichung von bis zu 60 Prozent je nach gewähltem Verfahren wird deutlich, dass weiterhin ein großer Forschungsbedarf besteht. Im Kontext der Emissionsbilanzierung wird eine Mischkalkulation aus beiden Verfahren verwendet, was höhere Methanemissionen im Vergleich zur Studie zur Folge hat.

2.2.6 Ökobilanzdaten für Vorketten-Emissionsfaktoren aus GEMIS und ecoinvent

Die Quantifizierung der Umweltbelastung durch die Herstellung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, durch die Bereitstellungs-(Vor)ketten fossiler und biogener Energieträger sowie durch

ggf. für den Anlagenbetrieb erforderliche Hilfsenergien setzt ökobilanzielle Modellierungen über den gesamten Lebensweg voraus. Zu diesem Zweck wurden vorhandene Ökobilanz-Studien und Datenbanken herangezogen, insbesondere GEMIS und ecoinvent.

Die diesem Bericht zugrundeliegenden Daten im Bereich der Vorketten fossiler und erneuerbarer Energieträger basieren mit Ausnahme der biogenen Energienutzungspfade auf GEMIS, einem für die Analyse von lebenswegbezogenen Daten im Energiebereich (sowie für Stoff- und Transportprozesse) seit 1989 am Öko-Institut entwickelten, frei zugänglichen „Globalen Emissions-Modell Integrierter Systeme“ (Fritsche & Schmidt, 2008). Für die vorliegende Emissionsbilanz werden insbesondere die in GEMIS 5.0 hinterlegten Ergebnisse des BMU-Forschungsvorhabens „Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe“ als Grundlage zur Ableitung repräsentativer Emissionsfaktoren verwendet (Rausch & Fritsche, 2012). In dem Forschungsvorhaben wurden unter Leitung des Öko-Instituts von verschiedenen Forschungseinrichtungen Ökobilanzdaten zu folgenden Teilbereichen erarbeitet. Im Weiteren relevant für diese Studie sind insbesondere:

- solare Wärmebereitstellung: DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik,
- Geothermische Strom- und Wärmeerzeugung: GZB - Geothermiezentrum Bochum,
- Stromerzeugung mit Wasserkraft: ESU services (CH),

Neben der frei zugänglichen GEMIS-Datenbank stützt sich der vorliegende Bericht in einzelnen Fällen auch auf die kostenpflichtige Ökobilanz-Datenbank ecoinvent des schweizerischen „Centre for Life Cycle Inventories“. Bei ecoinvent handelt es sich um eine international anerkannte Ökobilanzdatenbank mit Daten unter anderem für die Bereiche Energie (Strom, Öl, Kohle, Erdgas, Biomasse, Biotreibstoffe, Bioenergie, Wasserkraft, Atomenergie, Photovoltaik, Windkraft, Biogas), Materialien, Abfallentsorgung (Kehrichtverbrennung, Deponie, Abwasserreinigung), Transporte, landwirtschaftliche Produkte und Prozesse, Metallverarbeitung etc. (ecoinvent, 2017).

2.2.7 Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV / BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung

In der hier vorgelegten Emissionsbilanz stammen die Angaben über die Herkunftsländer und die Rohstoffbasis der in Deutschland in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe aus dem Evaluationsbericht gemäß Biokraft-NachV/ BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE). Darüber hinaus werden aus den bereitgestellten Treibhausgasemissionen und den dazugehörigen Endenergieverbrauch die Emissionsfaktoren für den Verkehrssektor abgeleitet.

Mit der Richtlinie 2009/28/EG wurden von der Europäischen Union Nachhaltigkeitsanforderungen für die Herstellung und energetische Nutzung von flüssiger und gasförmiger Biomasse festgelegt, die zur Erfüllung bestimmter Quotenverpflichtungen oder Fördertatbestände zur Anrechnung gebracht werden können. Dies betrifft insbesondere Pflanzenöle wie Palm-, Soja- und Rapsöl sowie flüssige Biokraftstoffe wie Biodiesel, Pflanzenölkraftstoff und Bioethanol. Die Vorgaben der Richtlinie 2009/28/EG werden durch die Biomassestrom- (BioSt-NachV) und die Biomassekraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) in deutsches Recht umgesetzt. Eine Zertifizierung der Einhaltung von Vorgaben der Nachhaltigkeitsverordnungen erfolgt entlang der gesamten Herstellungs- und Lieferkette, also vom Landwirt bis zum Nachweispflichtigen, im Biokraftstoffbereich. Die Verordnungen sind im Jahr 2011 in Kraft getreten, seitdem werden in Deutschland aus wirtschaftlichen Gründen nur Rohstoffe zur Biokraftstoffherstellung verwendet, die nachhaltig zertifiziert sind. Die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung ist in Deutschland die zuständige Behörde für die Umsetzung der

Nachhaltigkeitskriterien-Richtlinie 2009/28/EG. Die Abwicklung der Nachhaltigkeitsnachweise¹⁰ erfolgt über das Nachhaltige-Biomasse-System (Nabisy) (BLE, 2021).

Die Angaben aus Nabisy enthalten u. a. Informationen über die Herkunftsländer und den Rohstoffeinsatz bei der Herstellung und Verwendung von Biokraftstoffen. Weiterhin wird über Nabisy die Erfüllung der in der Biokraft-NachV verpflichtend festgeschriebenen Treibhausgas-Minderungen erfasst (vgl. Kapitel 6).

2.2.8 Substitutionsfaktoren im Stromsektor von ESA² und der TUD

Zu einer vollständigen Berechnung der Emissionsbilanzen erneuerbarer Energieträger sind Annahmen erforderlich, welche fossilen Energieträger durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger substituiert wurden.

Zur Quantifizierung der Substitutionseffekte kommen die Ergebnisse aus dem Forschungsvorhaben „SeEiS – Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im Stromsektor“ (Kunze, et al., 2019) zum Tragen. Bei der Berechnung der Substitutionsfaktoren wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario). Hierfür wird der Kraftwerkseinsatz für den realen und für den fiktiven Fall modellgestützt analysiert. Die festgestellten Abweichungen zeigen den Einfluss der deutschen EE-Stromerzeugung auf den Einsatz des europäischen Kraftwerksparks. Daraus wird die Verdrängung der konventionellen Stromerzeugung bestimmt. Diese EU-weiten Substitutionseffekte bilden die Grundlage zur Berechnung der vermiedenen Emissionen durch die deutsche EE-Stromerzeugung.

Die Simulation zum Einsatz des Kraftwerksparks wurde mithilfe zweier Module des Strommarktmodells „Electricity Transshipment Model“ - (ELTRAMOD) des Lehrstuhls für Energiewirtschaft der TU Dresden durchgeführt. Das Strommarktmodell ELTRAMOD ist ein Optimierungsmodell zur Analyse von Kraftwerkseinsatz- und Investitionsentscheidungen in den europäischen Strommärkten. In seiner Grundstruktur umfasst das Modell die EU27-Staaten sowie die Schweiz, Norwegen und die Länder des Balkans mit je einer detaillierten Abbildung der regionalen Energieversorgungsstrukturen. Hierzu sind der jeweilige Kraftwerkspark, Verbrauchsverläufe und Einspeise-Zeitreihen der erneuerbaren Energien in stündlicher Auflösung hinterlegt. Die Handelsaktivitäten zwischen den einzelnen Marktgebieten werden durch Netto-Transport-Kapazitäten (NTC) begrenzt. Entsprechend dem Handel am Day-Ahead-Markt werden die Netzengpässe innerhalb einer Marktregion vernachlässigt (Betrachtung als „Kupferplatte“).

Für die Entwicklung eines plausiblen kontrafaktischen deutschen Kraftwerksparks ohne EE-Erzeugungstechnologien sind vorab einige grundlegende Annahmen und Festlegungen zu den Rahmenbedingungen und zu methodischen Aspekten der Modellierung getroffen worden. So wurde das Jahr 2006 als Ausgangspunkt für die hypothetische Fortschreibung eines konventionellen Kraftwerksparks ohne EE ausgewählt. Die 2006 bereits vorhandenen deutschen EE-Kapazitäten werden mit Ausnahme der Laufwasser- und Reservoir-Kraftwerke bei der Modellierung vernachlässigt. Für Letztere wird eine adäquate fiktive konventionelle Ersatzkapazität (ca. 4 GW Steinkohleerzeugung) angenommen. Bei der modellgestützten Analyse liegt der Fokus auf der hypothetischen Entwicklung der Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungskapazitäten nach 2006. Dagegen wird die Entwicklung von Braunkohle- und Kernkraftwerkskapazitäten äquivalent zur Realität angenommen, da diese relativ unabhängig vom EE-Ausbau politisch motivierten Restriktionen unterliegt.

¹⁰ Sowohl die Anrechnung zur Biokraftstoffquote als auch die Inanspruchnahme der Steuerentlastung nach dem Energiesteuergesetz setzen den Nachweis von Nachhaltigkeitszertifikaten voraus.

Über einen modelgestützten Szenarienvergleich mit und ohne erneuerbare Energien im Kraftwerkspark werden die jeweils verdrängten fossilen Kraftwerkskapazitäten im In- und Ausland analysiert. Auf Grundlage ermittelten Zeitreihen der beiden Szenarien wird für jedes Land und für jede einzelne Stunde die Verdrängung der einzelnen konventionellen Erzeugungsmengen aus Kernbrennstoff, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Erdöl und sonstige Konventionelle berechnet. Abschließend werden die ermittelten Verdrängungswerte den einzelnen erneuerbaren Energien (Wasserkraft, Wind- Onshore, Wind-Offshore, PV, Biomasse, Abfall, sonstige Erneuerbare) zugeordnet.

Alle abgeleiteten Substitutionsfaktoren der einzelnen erneuerbaren Energieträger im Stromerzeugungssektor sind in Kapitel 4 aufgeführt.

2.2.9 Studie zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich erneuerbarer Wärme

Das Institut für Energie und Umweltforschung (ifeu) hat in Zusammenarbeit mit der Prognos AG und dem Institut für Technische Gebäudeausrüstung (ITG) die Weiterentwicklungsmöglichkeiten der Bilanzierung der vermiedenen Emissionen im Bereich erneuerbarer Wärme (Ortner, et al., 2022) untersucht. Im Fokus standen dabei Untersuchungen zu Art und Umfang der Substitution fossiler durch erneuerbare Energieträger, sowie zu den Nutzungsgraden und den benötigten fremdbezogenen Hilfsenergieanteilen fossiler und erneuerbarer Energieträger.

Da sich der Einsatz von erneuerbaren Energien substantiell zwischen den Bereichen private Haushalte, GHD und Industrie, sowie der allgemeinen Versorgung unterscheidet und zudem der Einsatz mit verschiedenen Emissionswirkungen einhergeht, wurden insbesondere die Substitutionswirkung separat nach Energieträger und Einsatzgebiet analysiert.

Im Bereich der Haushalte ermöglicht die Studie von Cischinsky & Diefenbach (2018) die Analyse und Ermittlung von Technologie-Energieträgerkombination, die vor dem Einsatz erneuerbarer Energieträger (Biomasse, Wärmepumpen und Fernwärme) im Einsatz waren. Werden darüber hinaus erneuerbare Energien in Form von Zusatzheizungen (Solarthermie oder Biomasse basierter Einzelfeuerungen) eingesetzt, wird zusätzlich auf Daten der co2online-Studie von Köhler et al. (2018) zur Ermittlung der Substitutionsbeziehungen zurückgegriffen. Die Substitutionsfaktoren im Bereich Industrie und GHD werden mittels Pauschalfaktoren festgelegt. Ausgangspunkt der Berechnungen ist die Energiebilanz von Eurostat, die den Sektor Landwirtschaft und Gartenbau separat ausweist. Die Energiebilanz-Daten werden weiter mittels Informationen zu den Anwendungsbereichen Raumwärme und Warmwasser einerseits und Prozesswärme/-energie andererseits differenziert. Hierzu kommen aufbereitete Daten aus den Anwendungsenergiebilanzen zum Tragen. Die Substitutionsfaktoren werden abschließend als gewichtete Mittelwerte des Residualmixes bestimmt.

In den Analysen der Nutzungsgrade und des Hilfsenergieeinsatzes wird der Fokus auf den Energieträger feste Biomasse und die brennstofffreien Energiequellen Solarthermie und Umgebungswärme gelegt. Dabei werden die Entwicklungen der einzelnen Technologien diskutiert und Vorschläge zur Aktualisierung der entsprechenden Parameter gemacht. Neben den Nutzungsgraden für erneuerbare Energieträger, werden auch Nutzungsgrade fossiler Referenzsysteme zur Berechnung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger benötigt. Diese Werte leiten sich aus dem Prognos-Haushaltsmodell ab.

2.3 Unsicherheiten und methodische Erläuterungen

2.3.1 Bestehende Unsicherheiten und Forschungsbedarfe

Die im vorliegenden Bericht verwendeten Datenquellen sind zum Teil mit Unsicherheiten behaftet, welche sich je nach gewähltem Ansatz sehr unterschiedlich darstellen können.

So sind bei der Nutzung von Szenarien-basierten Modellierungsansätzen die dahinterliegenden plausibilisierten Annahmen und die anschließenden Kalibrierungsprozesse von entscheidender Bedeutung, um die Unsicherheiten zu minimieren. Dies trifft insbesondere auf die Herleitung der Substitutionsfaktoren im Stromsektor zu (vgl. hierzu (Kunze, et al., 2019)). Bei Nutzung von Erhebungen, wie zum Beispiel bei den Substitutionsfaktoren im Wärmesektor, kommt es wiederum darauf an, dass die vorliegenden Daten auf sozio-ökonomische Aspekte hin kontrolliert werden (vgl. hierzu (Ortner, et al., 2022)). Im Stromsektor ist es darüber hinaus notwendig eine regelmäßige Aktualisierung der Substitutionsfaktoren durchzuführen, da Verschiebungen zwischen den fossilen Energieträgern eine hohe Hebelwirkung auf die Höhe der vermiedenen Emissionen aufweisen und darüber hinaus große Änderungen im deutschen Kraftwerkspark zu erwarten sind (Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung).

Des Weiteren besteht fortwährender Forschungsbedarf in Hinblick auf die Emissionsfaktoren sowohl aus den Vorketten als auch aus dem unmittelbaren Anlagenbetrieb. Von besonderer Bedeutung zur Herleitung der Emissionen aus dem direkten Anlagenbetrieb sind großflächige, repräsentative Erhebungen unter realen Betriebsbedingungen. Aufgrund anhaltender Marktentwicklungen müssen auch ökobilanzielle Datensätze regelmäßig an die technische Entwicklung des Anlagenbestandes und Änderungen in den Lieferketten angepasst werden. Zudem bestehen weiterhin beim Vergleich unterschiedlicher ökobilanzieller Ansätze erhebliche Schwankungsbreiten. Dies betrifft sowohl die Luftschadstoffemissionen, als auch die Methanemissionen bei fossilen und biogenen Energieträgern. Der Vergleich von Methanemissionen, welche mittels Flugzeugüberflügen und Satellitendaten gewonnenen wurden, divergieren stark zu den bisherigen Messergebnissen, welche aus Vorortmessungen stammen. Hier besteht weiterhin großer Forschungsbedarf.

Größere Wissensdefizite bestehen zudem weiterhin im Bereich der Biomassenutzung. So besteht für den Energiepflanzenanbau die Notwendigkeit eines genauen Monitorings sowohl von direkten Landnutzungsänderungen (u. a. Grünlandumbruch) als auch weiteren Fortschritten bei der Quantifizierung indirekter Landnutzungsänderungen (Verlagerungs- und Verdrängungseffekte als Konsequenz des Anbaus von Energiepflanzen, „iLUC“) (vgl. hierzu Kapitel 2.3.1). Von besonderer Bedeutung sind in diesen Kontext großflächige, repräsentative Erhebungen unter realen Betriebsbedingungen. Ziel wäre es den Erkenntnisstand zu den biogenen Stoffströmen, zu Nutzungseffizienzen sowie zu Anlagenemissionen differenziert nach Brennstoffen, Leistungsgrößen der Anlagen und Luftreinigungstechniken zu verbessern.

Prüfbedarf besteht ebenfalls hinsichtlich einer möglichen Ausweitung der betrachteten Schadstoffliste auf weitere Schadstoffe (z. B. Ammoniak).

2.3.2 Berücksichtigung von Landnutzungsänderungen bei biogenen Energieträgern

Sofern es sich bei der Biomassenutzung nicht um biogene Reststoffe und Abfälle handelt, sind bei der Emissionsbilanzierung Landnutzungsänderungen durch den Energiepflanzenanbau zu beachten. Sie können die Bilanzergebnisse maßgeblich beeinflussen. Hier ist jedoch zwischen direkten und indirekten Landnutzungsänderungen zu unterscheiden.

Direkte Landnutzungsänderungen im Kontext der Nutzung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen dürften aufgrund der Vorgaben der „Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen“ (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Biokraft-NachV) und der „Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung“ (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung - BioSt-NachV) nur noch eine sehr begrenzte Rolle spielen. Andernfalls wird da das erforderliche Treibhausgasminderungsziel kaum erreicht bzw. die darauf basierenden Biokraftstoffe wären mit der Umstellung auf die THG-Quote seit

dem Jahr 2015 nicht mehr rentabel. Ebenfalls dürften Anbaubetriebe die zusätzliche Bilanzierung von Landnutzungsänderungen scheuen, da dies das Verfahren für Erzeuger und Zertifizierer deutlich verkompliziert (Fehrenbach, 2013). Direkte Landnutzungsänderungen, die vor dem Januar 2008 erfolgten, werden bei der Bilanzierung der THG-Emissionen nach Richtlinie 2009/28/EG bzw., nach Richtlinie (EU) 2018/2001 nicht berücksichtigt.

Der Energiepflanzenanbau im Kontext der Biogasnutzung ist seit Mitte des Jahres 2022 Teil der novellierten BioSt-NachV. Dies gilt für die Biogasverstromung ab einer Anlagengröße von 2 MW. Anders als beim Energiepflanzenanbau zur Biokraftstoffproduktion besteht bei der Biogasgewinnung aufgrund limitierter Transportwege ein deutlich stärkerer räumlicher Bezug zwischen Substratanbau und -nutzung. Im Kontext der vielfach hohen regionalen Konzentration der Biogasanlagen (z. B. in den Veredelungsregionen) existiert damit ein vergleichsweise großer Druck, Flächen im unmittelbaren Umfeld für den Anbau von Biogassubstraten verfügbar zu machen, z. B. auch durch Umwandlung von Grünland. Auch hier wird als Referenzzeitpunkt für die Bilanzierung der direkten Landnutzungsänderungen der Biogasnutzung Januar 2008 zugrunde gelegt. Es ist zu erwarten, dass dies Auswirkungen auf die Bilanzierungsergebnisse hat, da nach 2008 noch ein großer Biogasausbau mit entsprechender Flächennutzungsänderung erfolgte.

Von den bisher beschriebenen direkten Landnutzungsänderungen sind die indirekten Landnutzungsänderungen zu unterscheiden. Indirekte Landnutzungsänderungen treten auf, wenn z. B. bisherige Ackerflächen für den Nahrungs- und Futtermittelanbau zum Energiepflanzenanbau genutzt werden. Um einen unveränderten (oder gar steigenden) globalen Bedarf an Nahrungs- und Futtermitteln zu decken, müssen dann an anderer Stelle Agrarflächen erschlossen werden. Diese Ausweitung betrifft häufig auch besonders kohlenstoffreiche Ökosysteme (z. B. Wälder), bei deren Umwandlung in Agrarflächen der Kohlenstoff aus diesen natürlichen Kohlenstoffsenken freigesetzt wird.

Die Effekte indirekter Landnutzungsänderungen können im Rahmen dieses Berichts bei der Berechnung der Treibhausgasemissionen nicht berücksichtigt werden, da es derzeit keine einheitlich anerkannte Methode dafür gibt. Trotz wissenschaftlicher Verbesserungen des Modellrahmens hängen die Ergebnisse weiterhin stark von den verwendeten Annahmen ab, zu deren Abstimmung es weiterer Forschung und politischer Entscheidungskraft bedarf. Insgesamt zeigen die durchgeführten wissenschaftlichen Arbeiten, dass sich die aus indirekten Landnutzungsänderungen resultierenden Emissionen zwischen den einzelnen Rohstoffen stark unterscheiden können aber signifikant sein können. Als Folge können sich die Treibhausgasemissionen einzelner Biokraftstoffe gegenüber den fossilen Substituten teilweise oder ganz aufheben. Im Herbst 2012 unterbreitete die Europäische Kommission auf Basis verschiedener Expertisen einen ersten, kontrovers diskutierten Vorschlag (Europäische Kommission, 2012), in welcher Weise indirekte Landnutzungsänderungen im Rahmen der Richtlinien 98/70/EG und 2009/28/EG bilanziert und berichtet werden könnten. Dieser Vorschlag wurde mit der endgültigen Änderungs-Richtlinie (Richtlinie (EU) 2015/1513, 2015) in modifizierter Form umgesetzt und ist gleichfalls Bestandteil der Richtlinie (EU) 2018/2001 (Anhang VIII) (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Tabelle 2: Vorläufige Schätzwerte für Emissionen infolge von indirekten Landnutzungsänderungen durch Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe (g CO₂-Äq. / MJ)

Rohstoffgruppe	Mittelwert ¹¹	Aus der Sensitivitätsanalyse abgeleitete Bandbreite zwischen den Perzentilen ¹²
Getreide und sonstige Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt	12	8 bis 16
Zuckerpflanzen	13	4 bis 17
Ölpflanzen	55	33 bis 66

Quelle: (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018)

Mit der Richtlinie (EU) 2015/1513 wurden auch verschiedene Berichtspflichten mit Bezug zu indirekten Landnutzungsänderungen eingeführt.

Die Kraftstoffanbieter müssen bei der Meldung u. a. der Treibhausgas-Emissionen pro Energieeinheit auch die durchschnittlichen vorläufigen Schätzwerte für Emissionen infolge indirekter Landnutzungsänderungen berücksichtigen. Die Europäische Kommission bezieht in ihrem letzten Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energiequellen“ im Zuge der Berichterstattung zu den erzielten Treibhausgas-Emissionseinsparungen die durchschnittlichen vorläufigen Schätzwerte zu indirekten Landnutzungsänderungen in Anhang VIII der RL (EU) 2018/2001 ebenfalls ein. Im Ergebnis verringerten sich die von den Mitgliedsstaaten berichteten biokraftstoffbedingten THG-Einsparungen für das Jahr 2018 zwischen 26 und 59 % (Europäische Kommission, 2020).

Eine Anwendung der in Anhang III der RL (EU) 2018/2001 dokumentierten vorläufigen Werte in der UBA-Emissionsbilanz auf Basis der im Jahr 2021 in Deutschland im Verkehrsbereich eingesetzten Biokraftstoffe und deren THG-Emissionsfaktoren ergibt, dass sich die ohne Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen abgeleitete THG-Minderung von insgesamt 9,8 Mio. CO₂-Äq. auf rund 6,2 Mio. CO₂-Äq. (Spannbreite 5,4 bis 7,6 Mio. CO₂-Äq. um 37 Prozent (Spannbreite 45 bis 22 Prozent) verringert.

2.3.3 CO₂-Neutralität von Frischholz

Der reine Verbrennungsprozess von fester Biomasse wird im Rahmen der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger als CO₂-neutral betrachtet. Dies erfolgt im Rückgriff auf die Bilanzierungsregeln der Klimaberichterstattung, an denen sich auch die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen (z.B. §5 BioSt-NachV¹³) auf Basis der Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) ori-

¹¹ Die angegebenen Mittelwerte stellen einen gewichteten Durchschnitt der individuell dargestellten Rohstoffwerte dar.

¹² Die hier berücksichtigte Bandbreite entspricht 90 % der Ergebnisse unter Verwendung des aus der Analyse resultierenden fünften und fünfundneunzigsten Perzentilwerts.

¹³ § 5 Anforderungen an forstwirtschaftliche Biomasse in der Biomasse-Strom-Nachhaltigkeits-Verordnung, https://www.gesetze-im-internet.de/biost-nachv_2021/_5.html:

(1) In dem Staat, in dem die forstwirtschaftliche Biomasse geerntet wurde, die zur Herstellung von flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen verwendet wird, müssen nationale oder subnationale Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Ernte gelten. Für die Biomasse ist mittels Überwachungs- und Durchsetzungssystemen sicherzustellen, dass 1. die Erntetätigkeiten legal sind, 2. auf den Ernteflächen nachhaltige Walderneuerung stattfindet, 3. Gebiete, die durch internationale oder nationale Rechtsvorschriften oder von der zuständigen Fachbehörde zu Naturschutzzwecken ausgewiesen sind oder wurden, auch in Feuchtgebieten und auf Torfmoorflächen, geschützt sind, 4. bei der Ernte auf die Erhaltung der

entieren: Demnach wird der CO₂-Freisetzung durch Entnahme, Nutzung und/oder natürliche Zersetzung von Biomasse die CO₂-Bindung durch Biomasseneubildung infolge der Photosynthese-Leistung der natürlichen Ökosysteme gegenübergestellt.

Entsprechende Veränderungen des Kohlenstoffspeichers der natürlichen Ökosysteme sind im Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) zu verbuchen. Um Doppelzählungen mit dem LULUCF-Sektor zu vermeiden, werden im Energie- und Abfallsektor die direkten CO₂-Emissionen bei der Umsetzung des biogenen (in der Biomasse gespeicherten) Kohlenstoffs lediglich nachrichtlich als Zusatzinformation berichtet. Sie gehen nicht in die Ermittlung der Gesamtemissionen des Energie- oder Abfallsektors im Rahmen der Klimaberichterstattung ein, da die entsprechende Kohlenstoff-Entnahme in der Berichterstattung zum LULUCF-Sektor ja bereits bilanziert wurde.

Anders verhält es sich mit direkten Emissionen an Nicht-CO₂-Treibhausgasen wie Methan oder Lachgas, die bei der energetischen Nutzung von Holz entstehen, oder vorgelagerte Prozessemissionen aufgrund des Energieeinsatzes bei der Ernte, dem Transport oder der Be- und Verarbeitung von Holz. Letztere Emissionen werden daher im Energiesektor berichtet.¹⁴ Zentrale Voraussetzung für die bilanzielle CO₂-Neutralität des Verbrennungsprozesses von fester Biomasse ist somit, dass die gesamtstaatliche Kohlenstoffbilanz für die Wälder negativ ist, d.h. eine Nettospeicherung von Kohlenstoff im Wald nachgewiesen werden kann.

Die Konvention der CO₂-Neutralität, insbesondere beim unmittelbar genutzten Wald-Brennholz, wird dabei im Zuge der Diskussion um so genannte carbon debts (Agostini, Giuntoli, & Boulamanti, 2013; Brack, 2017; Bäck et al., 2017; Hennenberg, Böttcher, Wiegmann, Reise, & Fehrenbach, 2019) mehr und mehr in Frage gestellt. Parallel verfolgt die Politik zunehmend das Ziel, zukünftig (mittel- bis langfristig) unvermeidliche CO₂-Emissionen mittels einer Steigerung der Speicherleistung im LULUCF-Sektor auszugleichen. So wurden u.a. im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)¹⁵ eigene Ziele zur Stärkung von natürlichen Senken wie Wälder und Moore formuliert. Demnach soll die Senkenleistung des LULUCF-Sektors in Deutschland in einem ersten Schritt bis zum Jahr 2030 auf mindestens minus 25 Millionen

Bodenqualität und der biologischen Vielfalt geachtet wird, um Beeinträchtigungen wie Bodenverdichtungen zu vermeiden, und 5. durch die Erntetätigkeiten das langfristige Bestehen des Waldes nicht gefährdet wird und damit seine Produktionskapazitäten erhalten oder verbessert werden. [...]

- (3) Flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus forstwirtschaftlicher Biomasse müssen die folgenden Anforderungen für Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft erfüllen: 1. das Ursprungsland oder die Ursprungsorganisation der regionalen Wirtschaftsintegration der forstwirtschaftlichen Biomasse ist Vertragspartei des Übereinkommens von Paris und hat einen beabsichtigten nationalen Beitrag zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen übermittelt, der Emissionen und den Abbau von Treibhausgasen durch die Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Landnutzung abdeckt und der gewährleistet, dass jede Änderung des Kohlenstoffbestands in Verbindung mit der Ernte von Biomasse auf die Verpflichtungen des Landes zur Reduzierung oder Begrenzung der Treibhausgasemissionen im Sinne des beabsichtigten nationalen Beitrags angerechnet wird, oder 2. das Ursprungsland oder die Ursprungsorganisation der regionalen Wirtschaftsintegration der forstwirtschaftlichen Biomasse ist Vertragspartei des Übereinkommens von Paris und hat nationale oder subnationale Rechtsvorschriften im Einklang mit Artikel 5 des Übereinkommens von Paris, die im Erntegebiet gelten, um die Kohlenstoffbestände und -senken zu erhalten und zu verbessern, und erbringt Nachweise dafür, dass die für den Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft gemeldeten Emissionen nicht höher ausfallen als der Emissionsabbau.
- (4) Können Nachweise über die Erfüllung der Anforderungen nach Absatz 3 nicht erbracht werden, so ist durch Bewirtschaftungssysteme auf Ebene des forstwirtschaftlichen Gewinnungsgebiets sicherzustellen, dass die Niveaus der Kohlenstoffbestände und -senken in den Wäldern erhalten bleiben oder langfristig verbessert werden.,

¹⁴ Im FAQ des IPCC zu den nationalen Treibhausgasinventaren werden die Details bzw. Voraussetzungen der „CO₂-Neutralität“ von Biomasse im Energiesektor unter der Frage Q2-10 erläutert: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/faq/faq.html>

¹⁵ Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG): <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/BJNR251310019.html>

Tonnen Kohlendioxidäquivalent jährlich erhöht werden. Vor diesem Hintergrund und bei konsequenter Orientierung am Kaskadenprinzip der zunehmend knapper werdenden Ressource Holz wird daher die unmittelbare energetische Nutzung von Waldholz kritisch hinterfragt.

Abschließend ist festzuhalten, dass im Rahmen der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger die Ist-Situation bzw. das Bestandssystem betrachtet wird. Diese ist dadurch gekennzeichnet, dass in den letzten Jahren noch von einer negativen Kohlenstoffbilanz der Wälder ausgegangen werden kann. Da die letzte Bundeswaldinventur, die eine wichtige Basis für die Berechnung der LULUCF-Emissionen ist, allerdings bereits im Jahr 2012 durchgeführt wurde, nimmt die Unsicherheit am aktuellen Rand bzgl. der „Nutzungsgrenze“ des deutschen Waldes zu (Hennenberg, et al., 2021). Erst nach Vorliegen der Ergebnisse aus der Bundeswaldinventur 2022¹⁶ lässt sich final abschätzen, ob weiterhin die CO₂-Neutralität bzw. die nachhaltige Bewirtschaftung des deutschen Waldes gegeben ist. In jedem Fall zeigt sich ab 2018, insbesondere durch die Dürrejahre 2018 und 2019, ein abnehmender Trend des Kohlenstoffspeichers im Wald.

2.3.4 Internationale Einordnung der Methodik

Die EU-Mitgliedstaaten legten der Kommission alle zwei Jahre einen Bericht über die Fortschritte bei der Förderung und Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vor. Dabei stand die RED (Richtlinie 2009/28/EG, 2009) im Mittelpunkt der auf EU-Ebene formulierten Berichtspflichten. Die in dieser Publikation präsentierte Berechnungsmethodik basiert auf dieser Berichtspflicht zur Ermittlung der vermiedenen Emissionen verschiedener Luftschadstoffe aus der Nutzung erneuerbarer Energieträger.

Nichtsdestotrotz stützt sich die EU-Kommission in Ihrem EU-Fortschrittsbericht 2020 (Europäische Kommission, 2020a) auf die Ergebnisse einer von der EEA entwickelten Methode zur Bestimmung der vermiedenen CO₂ Emissionen. Im Fortschrittsbericht wird basierend auf der EEA-Methodik für die EU eine Menge von 460 Mio. Tonnen durch den Einsatz erneuerbarer Energien vermiedener CO₂ Emissionen genannt. Die verwendete Methodik ist in einem „Technical Report“ der EEA (EEA, 2015) dargestellt. Auf ihr basierende länderspezifische Ergebnisse wurden in einem EEA Bericht im Jahr 2020 veröffentlicht (EEA, 2020). Demzufolge wurden in Deutschland im Jahr 2020 158 Mio. Tonnen CO₂ vermieden. Die auf Basis der UBA-Methodik errechneten vermiedenen Emissionen betragen im Jahr 2020 im Vergleich dazu knapp 230 Mio. Tonnen CO₂.

Diese Differenz lässt sich bei genauerer Betrachtung der verwendeten Berechnungsverfahren und Rahmensetzungen gut auflösen. So bedient sich die EEA-Methodik vereinfachter Annahmen um die Emissionsentwicklungen in den EU 27-Länder auf Basis verfügbarer EUROSTAT Daten zu berechnen, was wiederum eine vergleichende Betrachtung der EU Länder ermöglicht. Allerdings handelt es sich bei der EEA-Methodik ausschließlich um eine Bruttobilanz in der keine Emissionen aus den Vorketten oder aus dem Fremdbezug von Hilfsenergie berücksichtigt werden. Die entnommenen direkten Emissionsfaktoren der eingesetzten Energieträger basieren dabei auf die sogenannte Monitoring Mechanism Regulation (MMR), welche in der Verordnung Nr. 525/2013 des europäischen Parlaments und Rat festgeschrieben ist. Das Ausblenden vorgelagerter Emissionen führt zwangsläufig zu einer Überbewertung der Vermeidungswirkung erneuerbarer Energieträger.

Demgegenüber steht die Verwendung des Basisjahres 2005 in den Berechnungen der EEA. Damit bleiben alle erneuerbaren Energiesysteme, welche vor 2005 installiert wurden unberücksichtigt – dies führt im Falle Deutschlands zu reduzierten vermiedenen Emissionen. Darüber hinaus wird sowohl

¹⁶ Bundeswaldinventur: <https://www.bundeswaldinventur.de/>

beim Strom als auch bei der Wärme ein durchschnittlicher Mix angenommen, welcher durch den Einsatz erneuerbarer Energien substituiert wird. Im Verkehrsbereich gilt wie auch bei der hier vorgestellten Methodik die vereinfachte Annahme, dass fossile Kraftstoffe 1:1 durch biogene Kraftstoffe ersetzt werden.

Insgesamt liefert die UBA Methodik vor dem Hintergrund der einzogenen Vorkettenemissionen, des Betrachtungszeitraums und des Energiebinnenmarkts einen umfassenderen Blick und somit sachgerechtere Werte als die EEA Methodik.

3 Zusammenfassung der Ergebnisse

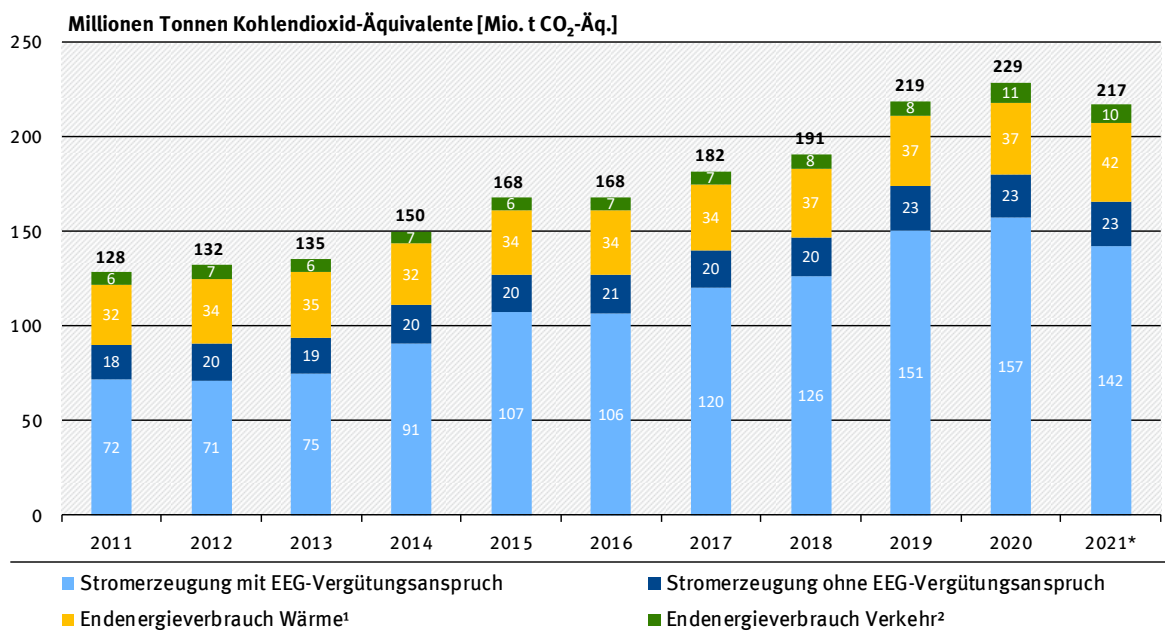
Das vorliegende Kapitel fasst die Ergebnisse der Emissionsbilanzen der einzelnen erneuerbaren Energieträger zusammen, die getrennt nach Strom, Wärme und Verkehr in den Kapiteln 4, 5 und 6 im Detail dargestellt sind. Aufgrund ihrer hohen umweltpolitischen Relevanz stehen die untersuchten Treibhausgasemissionen im Fokus. Darüber hinaus werden aber auch wesentliche Luftschadstoffemissionen mit Relevanz für Umwelt und Gesundheit betrachtet.

Wie im Kapitel 2.1 dargestellt, werden in der vorliegenden Bilanz die durch erneuerbare Energieträger verursachten Emissionen den Emissionen einer alternativen, auf fossilen Energieträgern basierenden Energieerzeugung gegenübergestellt. Die zugrunde liegenden Berechnungen basieren dabei auf den aktuellen Daten zum Einsatz erneuerbarer Energien in Deutschland sowie deren spezifischen Substitutionseffekten. Dabei werden grundsätzlich alle vorgelagerten Prozessketten zur Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger berücksichtigt, so dass sich ein umfassendes Bild der Emissionswirkungen ergibt.

3.1.1 Emissionsbilanzen für Treibhausgase

Die Ergebnisse der Emissionsbilanz zeigen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien wesentlich zur Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland beiträgt. In allen Verbrauchssektoren (Strom, Wärme und Verkehr) werden fossile Energieträger zunehmend durch erneuerbare Energien ersetzt. Die dadurch vermiedenen Treibhausgasemissionen sind ein zentraler Baustein auf dem Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland (vgl. (Purr, Günther, Lehmann, & Nuss, 2019)).

Abbildung 2: Entwicklung der netto vermiedenen Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien in den letzten 10 Jahren*



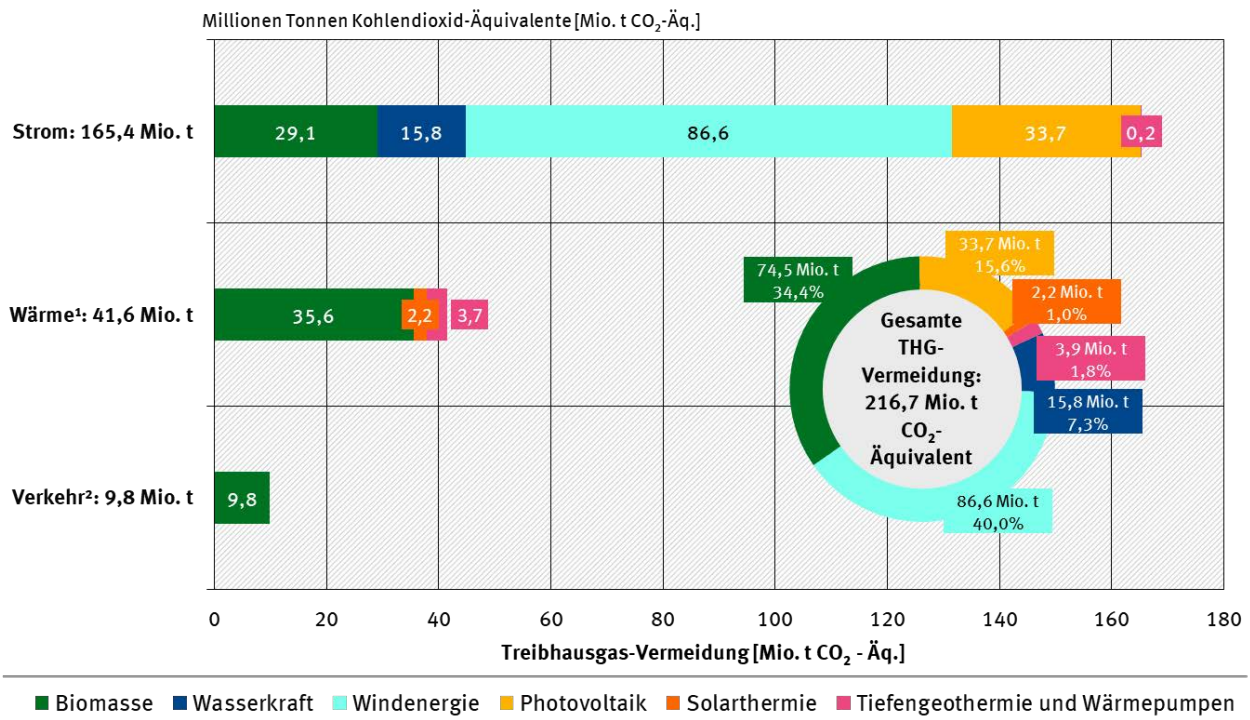
* vorläufige Daten

¹ ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

² ausschließlich biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär und ohne Stromverbrauch des Verkehrssektors) basierend auf Daten der BLE

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 3: Netto vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2021*



* vorläufige Daten

¹ ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

² ausschließlich biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär und ohne Stromverbrauch des Verkehrssektors) basierend auf Daten der BLE

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Die bisherige Entwicklung zeigt aber auch, dass die Transformation der einzelnen Verbrauchssektoren in sehr unterschiedlichen Geschwindigkeiten verläuft. Während die Emissionsvermeidung im Stromsektor kontinuierlich steigt, sind die Entwicklungen im Bereich Wärme und Verkehr weniger dynamisch. Die aktuellen Berechnungen zeigen auf, dass der Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2021 insgesamt Treibhausgasemissionen in Höhe von 217 Mio. t CO₂-Äq. vermieden hat. Davon sind 76,3 Prozent der Strombereitstellung durch erneuerbare Energien zuzurechnen. Insgesamt wurden 165,4 Mio. t CO₂-Äq. im Stromsektor vermieden. Im Bereich der Wärme- und Kältebereitstellung wurden durch erneuerbare Energien 41,6 Mio. t CO₂-Äq. (18 Prozent) und im Kraftstoffbereich knapp 9,8 Mio. t CO₂-Äq. (5 Prozent) vermieden.

Abbildung 2 stellt die Entwicklung der netto vermiedenen Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien in den letzten 10 Jahren für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr dar. Die größte Wachstumsdynamik geht hierbei von der erneuerbaren Stromerzeugung mit EEG-Vergütungsanspruch aus. So stiegen die vermiedenen Treibhausgas-Emissionen durch die Stromerzeugung mit EEG-Vergütungsanspruch von etwa 72 Millionen Tonnen im Jahr 2011 auf circa 142 Millionen Tonnen im Jahr 2021. Insbesondere die Entwicklungen bei der Windkraft (Anstieg annähernd 50 Millionen Tonnen), der Photovoltaik (zusätzliche Vermeidung von fast 20 Millionen Tonnen) und der Biomasse (Steigerung um die 10 Millionen Tonnen) waren hierbei maßgeblich. Im gleichen Zeitraum erhöhten sich die vermiedenen THG-Emissionen im Wärmesektor von ca. 32 Millionen Tonnen auf ca. 42 Millionen Tonnen und im Verkehrssektor von ca. 6,4 Millionen Tonnen auf 9,8 Millionen Tonnen.

Sektorenübergreifend wurden die meisten Treibhausgasemissionen durch die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen vermieden (87 Mio. t CO₂-Äquivalente). Die Abbildung 3 verdeutlicht zudem, dass

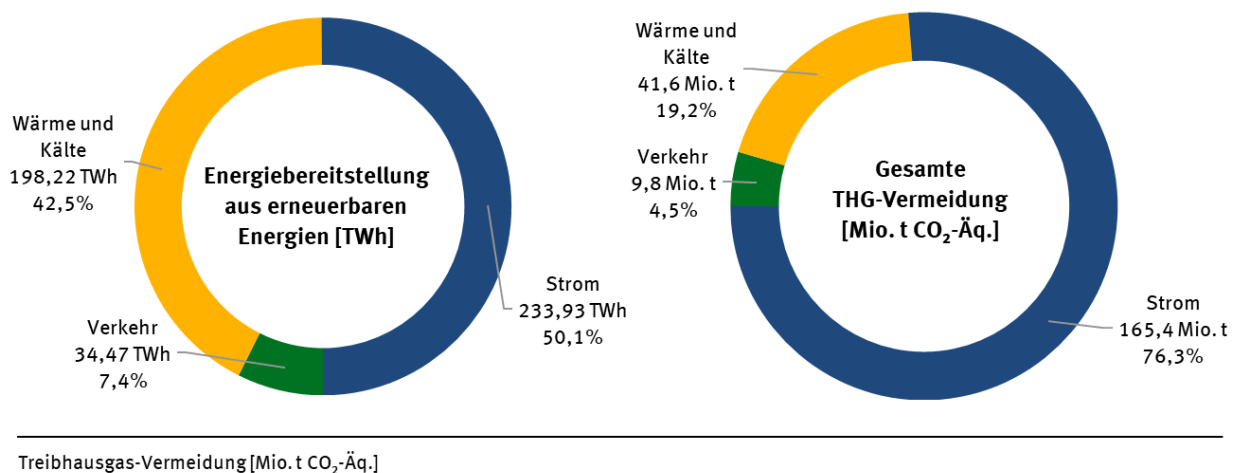
die Emissionsvermeidung in entscheidendem Maße von den eingesetzten erneuerbaren Energieträgern abhängt.

Bei der Berechnung der Emissionsbilanz wurden die jeweiligen Substitutionseffekte der einzelnen erneuerbaren Energieträger bzw. Erzeugungstechnologien soweit wie möglich differenziert betrachtet. Für alle betrachteten Energieträger wird in der Emissionsbilanz spezifisch bestimmt welche Menge an fossilen Energieträgern jeweils verdrängt werden.

Die spezifische Betrachtung gilt ebenso für die Vorkettenemissionen. Bei den Biokraftstoffen sind beispielsweise besonders die Art und Herkunft der verwendeten Rohstoffe für die resultierenden Emissionen und Emissionsvermeidungen ausschlaggebend. Die exakte Bilanzierung ist hier mit einigen Unsicherheiten verbunden, da Verdrängungseffekte und sekundäre Landnutzungsänderungen bislang nicht in die Berechnung einfließen (vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Bei der vergleichenden Betrachtung der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien und den dadurch vermiedenen Emissionen (siehe Abbildung 4) fällt auf, dass sich die Anteile der einzelnen Sektoren deutlich unterscheiden. Während die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 50,1 Prozent der gesamten im Jahr 2021 bereitgestellten erneuerbaren Energien ausmachte, betrug ihr Anteil an den dadurch netto vermiedenen Treibhausgasemissionen 76,3 Prozent. Im Wärme- und Verkehrssektor wurden zusammen 49,1 TWh der erneuerbaren Energien verwendet, die allerdings nur knapp 23,7 Mio. t zur Gesamtemissionsvermeidung beitrugen.

Abbildung 4: Anteile der Sektoren an der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien und den dadurch vermiedenen THG-Emissionen im Jahr 2021



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

In Tabelle 3 sind die Netto-Vermeidungsfaktoren zusammenfassend für die untersuchten Treibhausgase in den untersuchten Sektoren dargestellt. Die spezifischen Treibhausgasbilanzen für den Strom-, Wärme-, und Verkehrsbereich unterscheiden sich teilweise erheblich. Gründe hierfür liegen in sehr unterschiedlichen Emissions-, Substitutions- und daraus resultierenden Vermeidungsfaktoren.

Im Stromsektor wird im Vergleich zu den anderen Sektoren die höchste spezifische Vermeidungswirkung erreicht. Dies kann zum einen damit erklärt werden, dass bei den erneuerbaren Energien im Strombereich hauptsächlich Technologien zum Einsatz kommen, die Strömungs-, Wind- und solare Strahlungsenergie in elektrische Energie umwandeln und damit nur geringe direkte Emissionen verursachen. Zudem substituieren diese Technologien gleichzeitig eine relativ verlustreiche Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken mit großem fossilem Primärenergieträgereinsatz und entsprechend

hohen direkten Emissionen. Somit ist der Stromsektor die wichtigste Säule der bisherigen Dekarbonisierungserfolge.

Im Wärme- und Verkehrssektor sind die Unterschiede der Umwandlungstechnologien bzw. deren Nutzungsgrade deutlich geringer, sodass auch weniger direkte Emissionen vermieden werden. Hinzu kommt, dass während des Anbaus einiger zur erneuerbaren Wärme- und Kraftstofferzeugung genutzten Energiepflanzen bereits signifikante Treibhausgasemissionen verursacht werden. Sichtbar wird dies an den teilweise negativen Bilanzergebnissen z. B. bei Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O).

Tabelle 3: Emissionsbilanz für wesentliche Treibhausgase durch erneuerbare im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor im Jahr 2021

Treibhausgas		durch Bruttostromerzeugung aus EE		durch Endenergieverbrauch aus EE für Wärme und Kälte ¹⁷		durch Endenergieverbrauch im Verkehr (Biokraftstoffe) ¹⁸		Gesamt
		Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]
Treibhaus-effekt ¹⁹	CO ₂ -Äq.	707	165.363	210	41.551	285	9.813	216.728
	CO ₂	694	162.343	214	42.452	307	10.586	215.380
	CH ₄	0,64	150,6	-0,04	-8,90	-0,20	-7,04	135
	N ₂ O	-0,02	-4,5	-0,01	-2,5	-0,06	-1,98	-9

Quelle: eigene Berechnung

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Treibhausgas-Emissionsbilanzen im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor aufgeschlüsselt nach Energieträgern bzw. Technologien betrachtet. In Abbildung 5, Abbildung 7 und Abbildung 9 sind jeweils die Gesamt-Treibhausgasbilanzen der verschiedenen Energieträger bzw. Technologien in den Sektoren im Jahr 2021 dargestellt. Auf der rechten Seite der Abbildungen (positive Werte) werden die brutto vermiedenen Emissionen aufgeführt, die sich durch die Substitution fossiler Energieträger ergeben. Auf der linken Seite (negative Werte) werden die durch die Energiebereitstellung erneuerbarer Energien verursachten Emissionen dargestellt.

Die Summe der brutto vermiedenen und der verursachten Emissionen ergibt die netto vermiedenen Treibhausgasemissionen für alle untersuchten Energieträger und Technologien. Die netto-vermiedenen Treibhausgasemissionen sind separat am rechten Rand der Abbildung angegeben. Ergänzend stellen die Abbildung 6, Abbildung 8 und Abbildung 10 analog die spezifischen Emissions- und Vermeidungsfaktoren pro Kilowattstunde (kWh) bereitgestellter Energie dar.

¹⁷ inkl. Biodiesel, der in der Landwirtschaft verwendet wird und ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

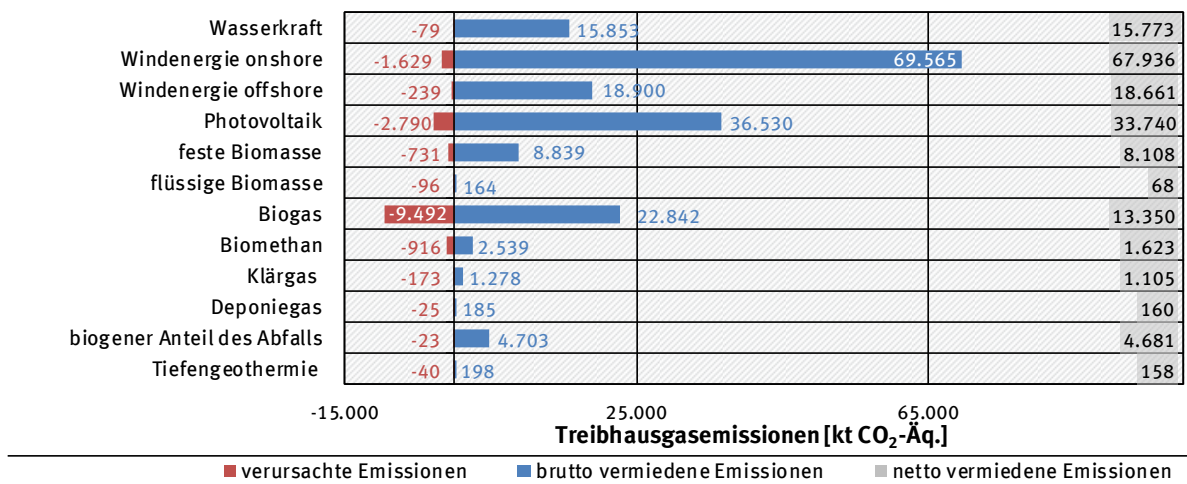
¹⁸ nur Biokraftstoffe, ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor auf Basis vorläufiger Daten der BLE für das Jahr 2017

¹⁹ weitere Treibhausgase (SF₆, FKW, H-FKW) sind nicht berücksichtigt

3.1.2 Stromsektor

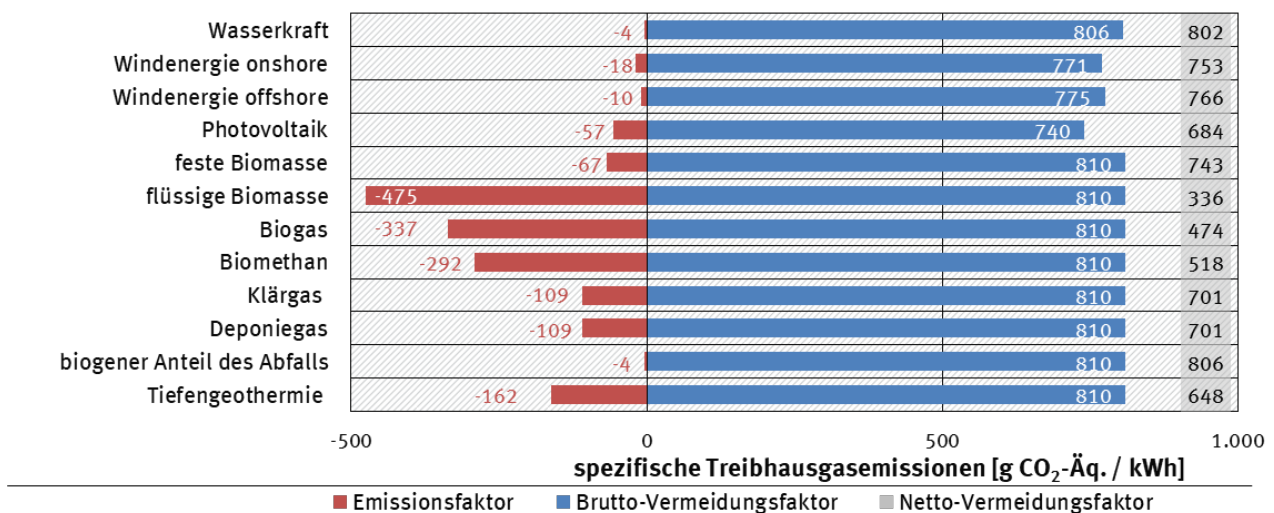
Wie Abbildung 5 zeigt, war der Großteil der netto vermiedenen Emissionen im Stromsektor im Jahr 2021 auf die Nutzung der Windenergie an Land (70 Mio. t CO₂-Äq.) zurückzuführen, gefolgt von Photovoltaik (34 Mio. t CO₂-Äq.), der Windenergie auf See (26 Mio. t CO₂-Äq.), Wasserkraft (16 Mio. t CO₂-Äq.) und der Verstromung von Biogas (13 Mio. t CO₂-Äq.). Die Netto-Emissionsbilanz von Biogas wird v.a. durch die anfallenden Emissionen beim Anbau der Energiepflanzen (beispielsweise durch Düngung, Ernte und Methanschluß) im Rahmen der Biogaserzeugung und -nutzung erheblich negativ beeinflusst.

Abbildung 5: Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Brutto-Stromerzeugung vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2021 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 6: Spezifische Treibhausgasbilanz der Brutto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2021 nach Energieträgern



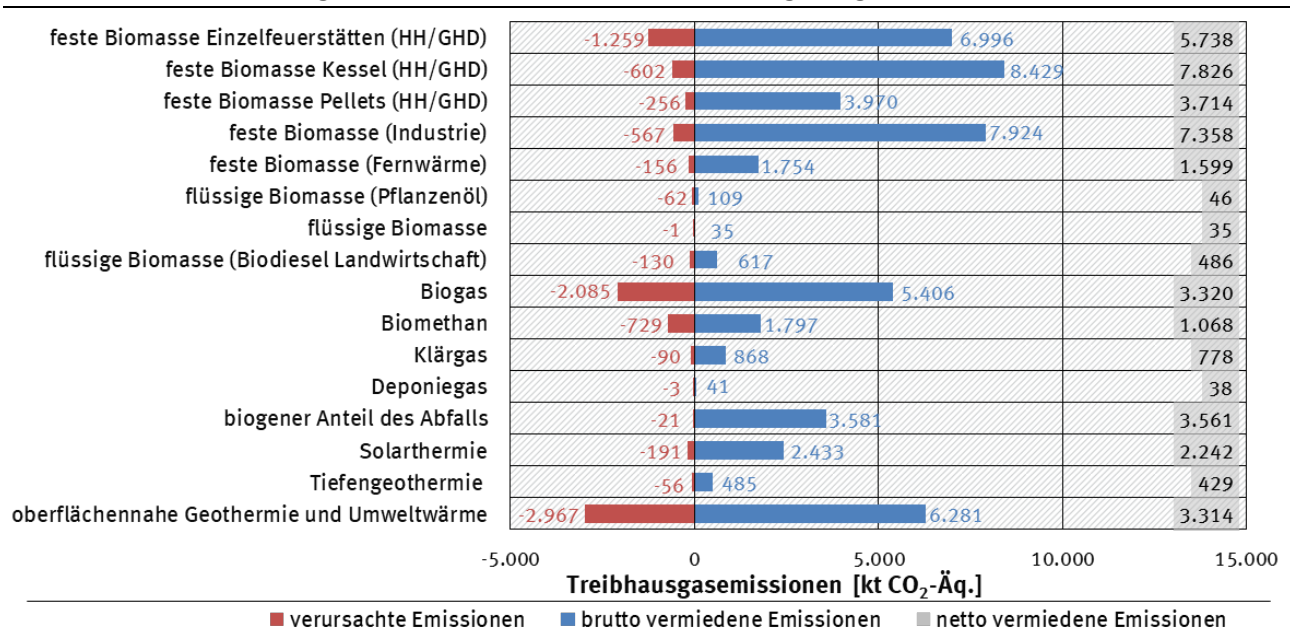
Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Die spezifischen Treibhausgasbilanzen der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträger (Abbildung 6) unterscheiden sich teilweise deutlich. Die höchsten Netto-Vermeidungsfaktoren ergeben sich durch die energetische Verwertung des biogenen Anteils im Siedlungsabfall (806 g CO₂-Äq. / kWh) sowie durch Wasserkraft (802 g CO₂-Äq. / kWh), während durch den Einsatz von flüssiger Biomasse (336 g CO₂-Äq. / kWh), Biomethan (518 g CO₂-Äq. / kWh), sowie Biogas (474 g CO₂-Äq. / kWh) die geringsten Vermeidungswirkungen pro erzeugter kWh Strom erreicht werden. Die Schwankungen bei den Brutto-Vermeidungsfaktoren lassen sich durch die verwendeten Substitutionsfaktoren erklären (vgl. Kapitel 2.2.8 und Kapitel 4). PV und Windenergieanlagen verdrängen auf Grund ihres dargebotsabhängigen Einspeiseprofiles tendenziell eher flexible Gaskraftwerke und dies führt bei diesen Energieträgern zu geringeren Brutto-Vermeidungsfaktoren.

3.1.3 Wärmesektor

Mit einem Anteil von über 60 Prozent (oder 26,2 Mio. t CO₂-Äq.) war der Großteil der insgesamt im Jahr 2021 netto vermiedenen Treibhausgasemissionen von 41,6 Mio. t CO₂-Äq. im Wärmesektor auf die Nutzung fester Biomasse zurückzuführen (Abbildung 7). So steuerte deren Verwendung in privaten Haushalten (HH) und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) mit 17,3 Mio. t CO₂-Äq. den größten Anteil bei, gefolgt von dem Einsatz fester Biomasse zur Wärmeerzeugung in der Industrie (7,4 Mio. t CO₂-Äq.) und der Nutzung des biogenen Anteils des Abfalls (3,6 Mio. t CO₂-Äq.).

Abbildung 7: Durch die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2021 nach Energieträgern



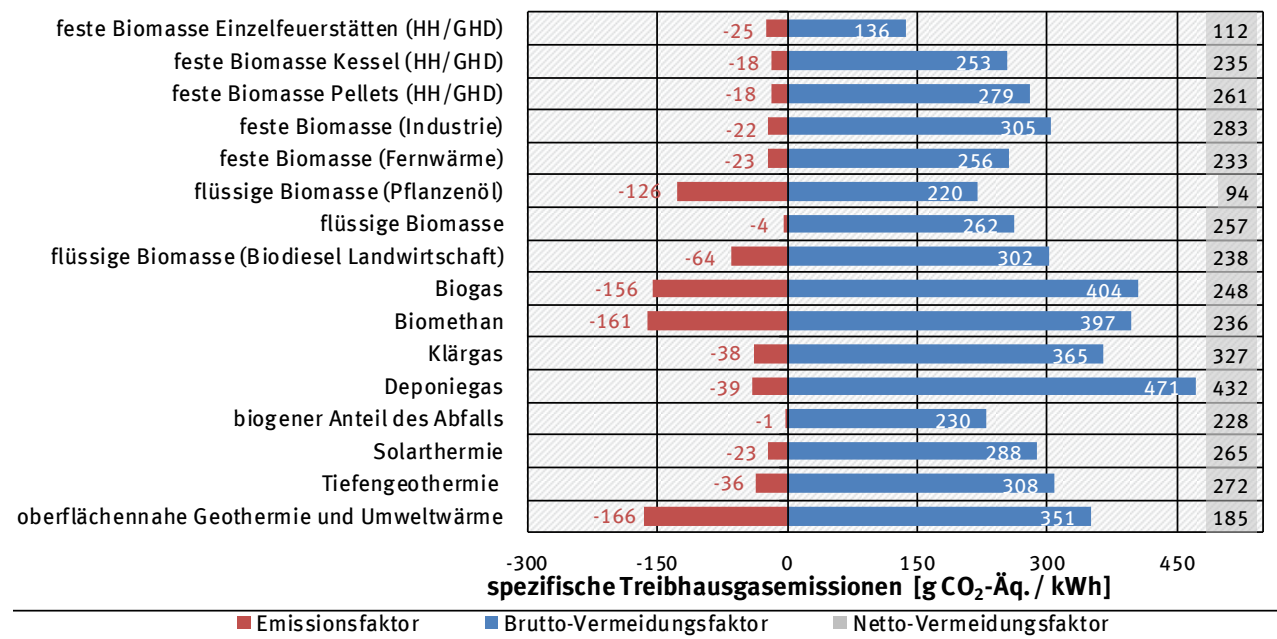
Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Bei der Betrachtung der spezifischen Treibhausgasemissionen im Wärmesektor (Abbildung 8) wird deutlich, dass die Spannweite der Brutto-Vermeidungsfaktoren der einzelnen erneuerbaren Energieträger bzw. Verwendungsbereiche aufgrund unterschiedlicher Substitutionsmixe im Vergleich zum Stromsektor stärker variiert. Im Jahr 2021 reichten sie von 440 g CO₂-Äq. / kWh beim Einsatz Deponiegas bis zur unteren Grenze von 136 g CO₂-Äq. / kWh bei der Nutzung von fester Biomasse für die Einzelheizung. Dies ist maßgeblich mit den unterschiedlichen Einsatzfeldern der jeweiligen Energieträger zu begründen (vgl. Kapitel. 5). Weiterhin gab es große Unterschiede bei den verursachten, spezifischen Treibhausgasemissionen (als negative Emissionsfaktoren auf der linken Seite dargestellt). Hier wies z. B. die Biogas- und Biomethannutzung mit die höchsten negativen Emissionsfaktoren von

ca. -160 g CO₂-Äq. / kWh²⁰ auf, während andere erneuerbare Energieträger bzw. Verwendungsbereiche sehr geringe spezifische Treibhausgasemissionen um die -20 g CO₂-Äq. / kWh aufwiesen, wie z. B. die Wärmeerzeugung aus fester Biomasse in privaten Haushalten bzw. im GHD-Bereich, aus biogenem Abfall, sowie aus der Solarthermienutzung.

Die Wärmeerzeugung aus Pflanzenöl hat in der Gesamtbilanz für das Jahr 2021 den geringsten Netto-Emissionsvermeidungsfaktor (94 g CO₂-Äq. / kWh), während durch den Einsatz Klärgas und Deponiegas die größten Netto-Treibhausgasvermeidungen von über 300 g CO₂-Äq. pro erzeugter kWh erreicht wurden.

Abbildung 8: Spezifische Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2021 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

3.1.4 Verkehrssektor

Im Verkehrssektor wurden durch Biokraftstoffe insgesamt etwa 10 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Mit einem Anteil von fast 70 Prozent (knapp 6,9 Mio. t CO₂-Äq.) hatte die Nutzung von Biodiesel die größte Vermeidungswirkung im Verkehrssektor, gefolgt von Bioethanol mit circa 2,6 Mio. t CO₂-Äq.. Im Vergleich dazu ist die Verwendung von Pflanzenöl und Biomethan nahezu vernachlässigbar, wie in Abbildung 9 dargestellt. Betrachtet man die spezifischen Treibhausgasemissionen in Form von Vermeidungsfaktoren, dargestellt in Abbildung 10, ergibt sich ein differenzierteres Bild der betrachteten Energieträger.

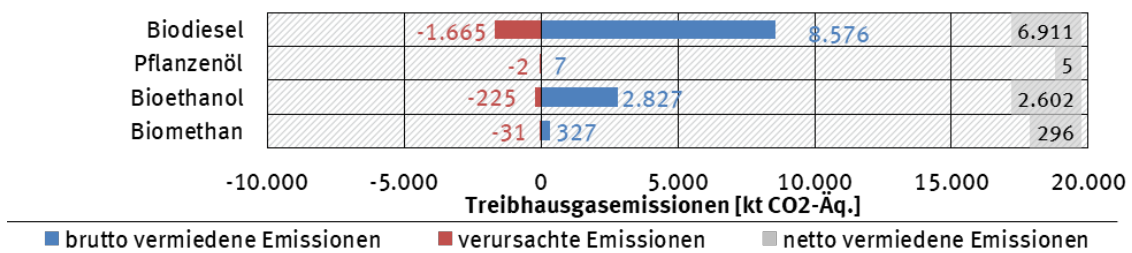
Es zeigt sich, dass der Netto-Vermeidungsfaktor von Bioethanol mit 309 g CO₂-Äq. / kWh höher ist als die Werte der übrigen Energieträger. Dies ist vor allem auf die Entwicklung der verursachten Emissio-

²⁰ Der Brutto-Vermeidungsfaktor der oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme ist durch seinen relativ hohen Bedarf von fremdbezogener Hilfsenergie stark abhängig vom derzeitigen Strommix.

nen (im Diagramm auf der linken Seite in Rot dargestellt) zurückzuführen. Die Nutzung von Bioethanol verursacht zudem auch die geringsten spezifischen Treibhausgasemissionen (27 g CO₂-Äq. / kWh). Pflanzenöl verursacht mit 111 g CO₂- Äq. / kWh die meisten Emissionen, gefolgt von Biodiesel (66 g CO₂-Äq. / kWh) und Biomethan (32 g CO₂-Äq. / kWh).

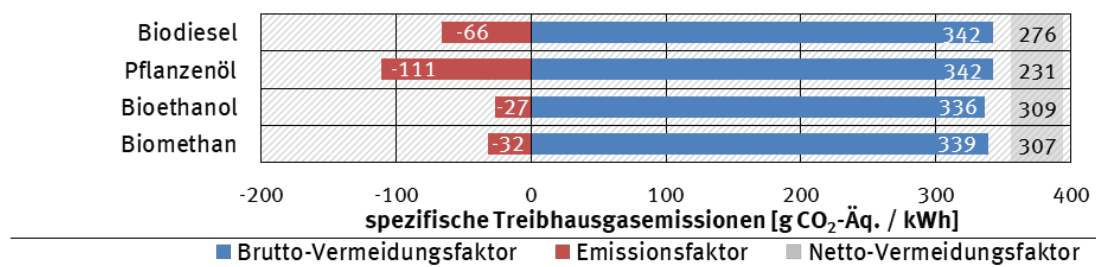
Insgesamt ist einzuschätzen, dass aufgrund der stattfindenden Verwendung der regionalen NUTS2-Werte für den Biomasseanbau und der bislang praktizierten Bilanzierung des Methanoleinsatzes bei der Biodieselherstellung sowie der Vorgaben zur Substitution von fossilem CO₂ durch bei der Bioethanolproduktion entstehendes biogenes CO₂ die Emissionsminderungen des Biokraftstoffeinsatzes zu optimistisch ausgewiesen werden (vgl. Kapitel 6).

Abbildung 9: Durch die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2021 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 10: Spezifische Treibhausgasemissionen durch die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2021 nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

3.2 Emissionsvermeidung wesentlicher Luftschadstoffe

Neben den im vorherigen Kapitel 3.1.1 betrachteten Treibhausgasen werden in der vorliegenden Bilanz auch die Emissionen von Schwefeldioxid (SO₂), Stickstoffoxiden (NO_x), Staub, Kohlenmonoxid (CO) und flüchtigen organischen Verbindungen (NMVOC) berücksichtigt, die insbesondere wegen ihrer negativen Wirkungen auf Umwelt und Gesundheit von Bedeutung sind. Tabelle 4 gibt die Vermeidungsfaktoren und die vermiedenen Emissionen der betrachteten Luftschadstoffe aufgeschlüsselt nach Sektoren an.

Tabelle 4: Emissionsvermeidung wesentlicher Luftschadstoffe durch erneuerbare Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung im Jahr 2021

Luftschadstoff	EE-Brutto-Stromerzeugung		EE-Wärmebereitstellung		EE-Verbrauch im Verkehr ²¹		Gesamt	
	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	
Versauerung ²²	SO ₂ -Äq.	0,50	115,9	-0,13	-25,4	0,15	5,03	96
	SO ₂	0,21	49,1	0,01	2,8	-0,14	-4,92	47
	NO _x	0,42	97,4	-0,20	-40,4	0,42	14,35	71
Ozon ²³ Staub ²⁴	Staub	0,004	1,0	-0,10	-19,5	-0,02	-0,59	-19
	CO	-0,33	-76,2	-2,10	-416,8	1,01	34,69	-458
	NMVOC	0,02	5,7	-0,18	-35,0	0,19	6,48	-23

Quelle: Eigene Berechnung des UBA

Im Bereich der Stromerzeugung treten bei den Vorläufersubstanzen für bodennahes Ozon insbesondere bei Kohlenmonoxid negative Netto-Bilanzwerte (also zusätzlich verursachte Emissionen) auf. Diese werden insbesondere bei der Herstellung von PV-Modulen und der Verstromung gasförmiger Biomassen verursacht. Demgegenüber stehen signifikante Netto-Emissionsvermeidungen bei den Schadstoffen mit Versauerungspotenzial (SO₂, NO_x). Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass bis auf die Nutzung von Biogas nur wenige biogene Energieträger zur Stromerzeugung eingesetzt werden, bzw. überwiegend erneuerbare Energiequellen genutzt werden, die nicht brennstoffbezogen sind und somit ohne emissionsreiche Rohstoffgewinnungs- und Verbrennungsprozesse auskommen.

Entsprechend ergeben sich im Bereich der Wärmeerzeugung deutlich höhere Emissionen durch Luftschadstoffe, da hier überwiegend biogene Rohstoffe in Verbrennungsprozessen zum Einsatz kommen. Die Emissionscharakteristiken können sich jedoch - je nach Anwendungsbereich - erheblich unterscheiden, weshalb insbesondere bei der Bilanzierung fester Biomasse zwischen der Wärmeerzeugung in privaten Haushalten, sowie zwischen der Industrie und Energiewirtschaft differenziert wird (vgl.

²¹ nur Biokraftstoffe, ohne Berücksichtigung des erneuerbaren Stromverbrauchs im Verkehrssektor

²² weitere Luftschadstoffe mit Versauerungspotenzial (NH₃, HCl, HF) sind nicht berücksichtigt

²³ CO und NMVOC sind wichtige Vorläufersubstanzen für bodennahes Ozon, das wesentlich zum „Sommersmog“ beiträgt

²⁴ Staub umfasst hier die Gesamtemissionen an Schwebstaub aller Partikelgrößen

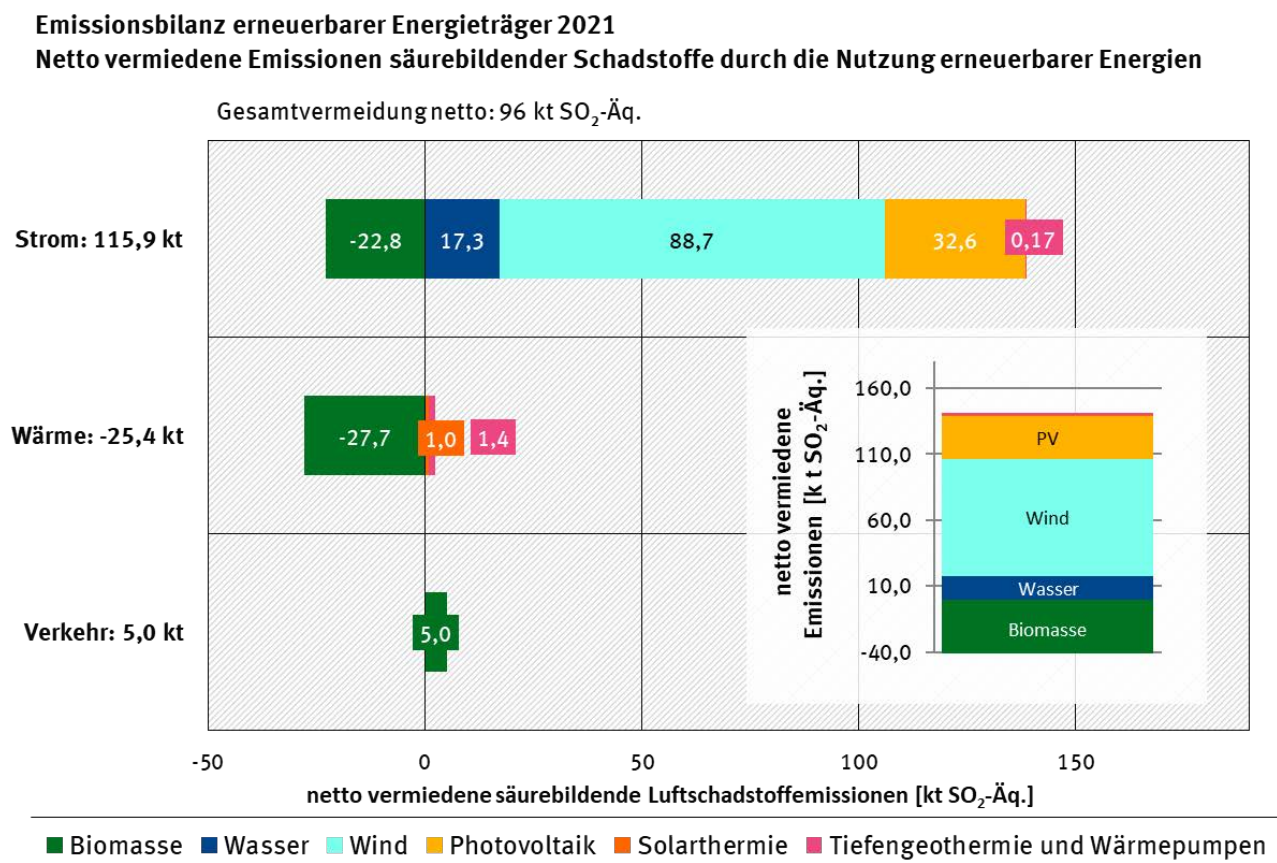
Abbildung 12 und Abbildung 13). In der Netto-Bilanz fallen v. a. die negativen Werte bei Kohlenmonoxid, Stickoxiden, flüchtigen organischen Verbindungen sowie bei Staub auf. Bei den Biokraftstoffen zeigen sich negative Auswirkungen insbesondere hinsichtlich zusätzlich verursachter Emissionen von Stickoxid und Staub.

3.2.1 Säurebildende Emissionen

Abbildung 11 gibt einen Überblick über die vermiedenen und verursachten säurebildenden Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2021. Die Netto-Gesamtbilanz fällt mit einer vermiedenen Menge von etwa 96 kt SO₂-Äq. positiv aus, wenngleich es deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Sektoren gibt.

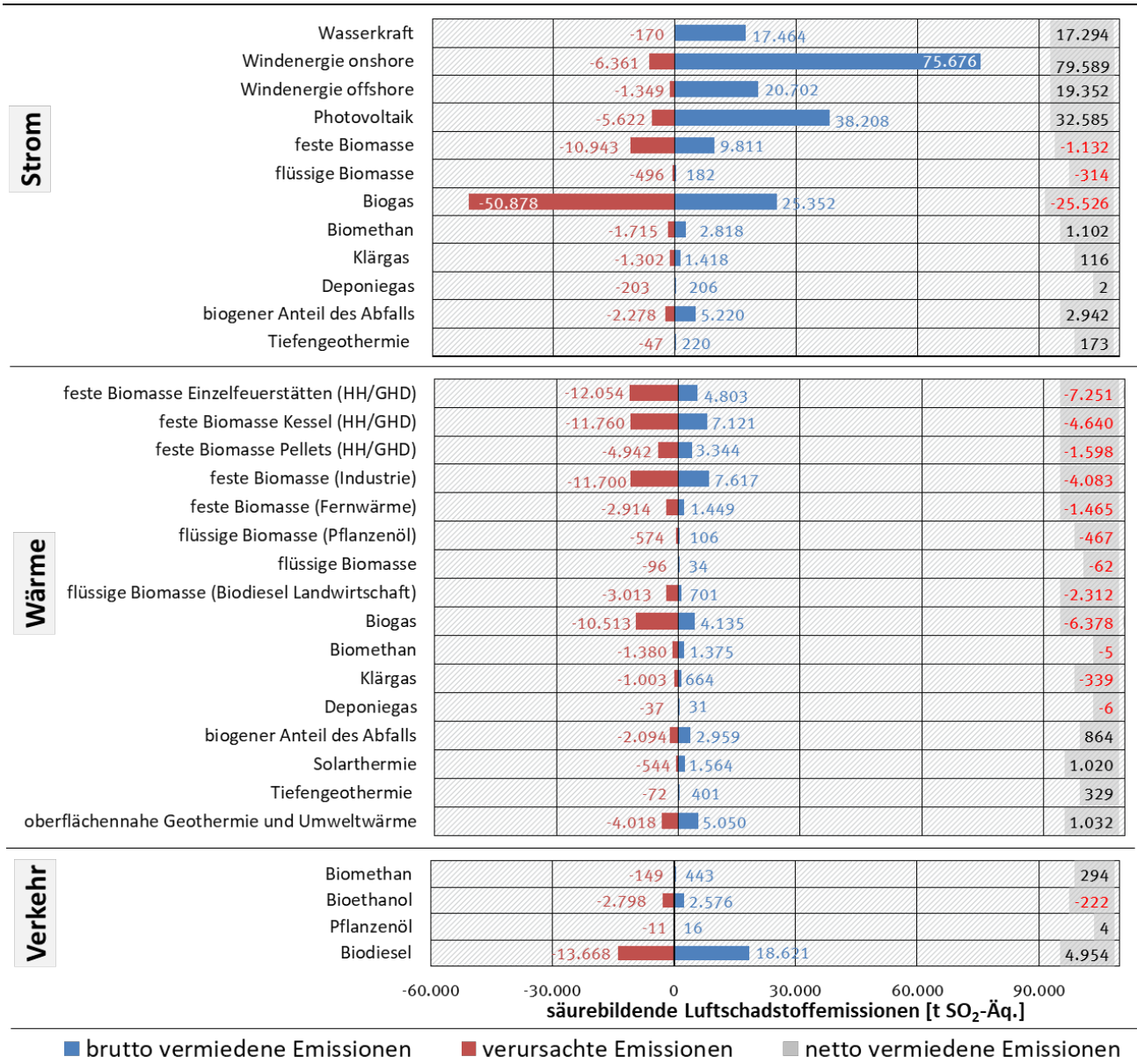
Während im Stromsektor die Netto-Bilanz im Jahr 2021 insbesondere durch den Einsatz von Windenergie, Wasserkraft und Photovoltaik mit einer Vermeidung von 116 kt SO₂-Äq. deutlich positiv ausfiel, wirkte sich der Einsatz von Biomasse im Strom- und Wärmesektor negativ aus. Über alle Sektoren führte der Einsatz von Biomasse zu zusätzlichen Emissionen in Höhe von ca. 45 kt SO₂-Äq. So stehen in der Bilanz für das Jahr 2021 insgesamt den durch die Nutzung von Biomasse zusätzlich verursachten, versauernd wirkenden Emissionen, Emissionsvermeidungen insbesondere durch die Nutzung von Solar-, Wind-, Wasser- und Geothermieressourcen in Höhe von 141 kt SO₂-Äq. gegenüber.

Abbildung 11: Netto vermiedene säurebildende Luftschadstoffemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2021



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 12: Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme sowie Verkehrssektor im Jahr 2021 vermiedene und verursachte säurebildende Schadstoffemissionen nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 12 gibt einen Überblick über die Emissionsbilanzen der säurebildenden Schadstoffe für die einzelnen Technologien und Energieträger im Strom-, Wärme und Verkehrsbereich.

Den größten Anteil zur Nettovermeidung im Stromsektor trug die Nutzung von Windenergie an Land (onshore) mit etwa 80,0 kt SO₂-Äq. bei. Die höchsten zusätzlichen Emissionen wurden durch die Stromerzeugung aus Biogas in Höhe von 26,0 kt SO₂-Äq. verursacht.

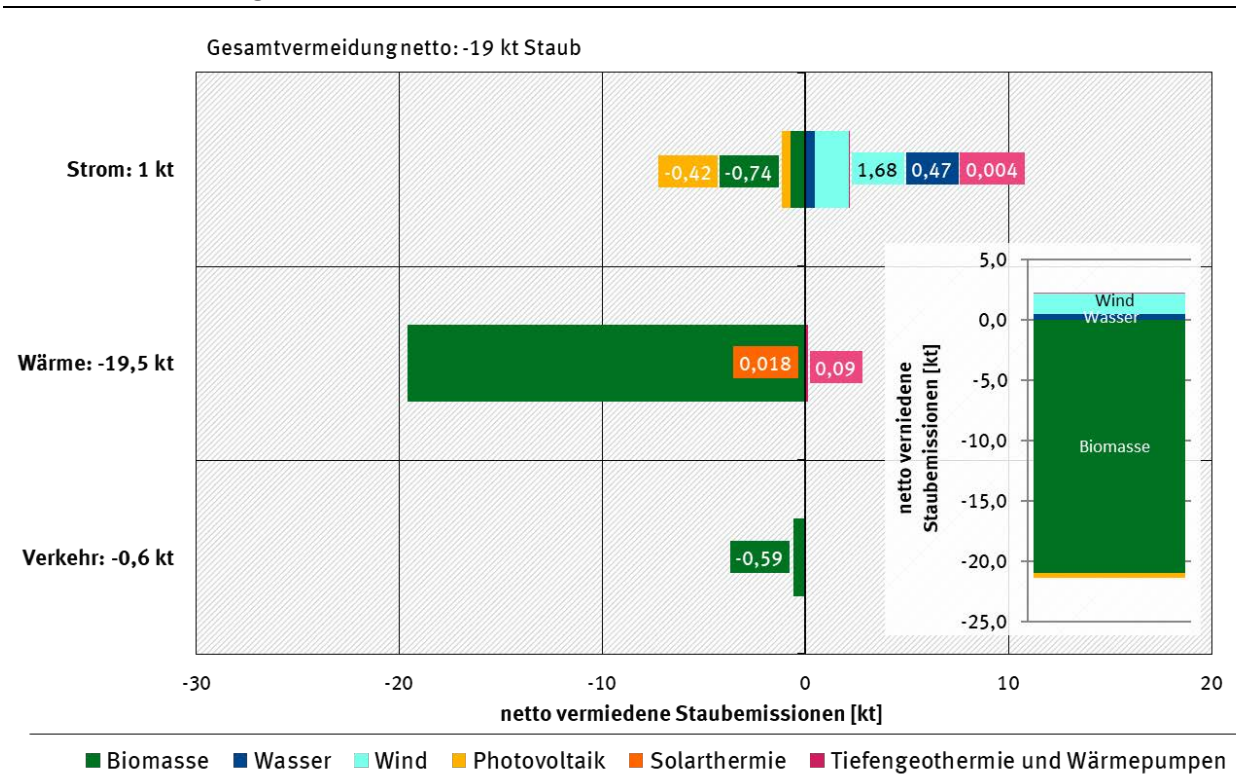
Im Wärmesektor wurde die höchste Netto-Vermeidung durch die Nutzung oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen) mit 1 kt SO₂-Äq. erreicht. Die höchsten zusätzlichen netto Emissionen wurden wiederum durch die Nutzung von Biogas mit 6,4 kt SO₂-Äq. verursacht.

Bezogen auf säurebildende Schadstoffe hat die Nutzung von Biomasse im Verkehrssektor, mit Ausnahme vom Energieträger Bioethanol, eine positive Emissionsbilanz. So werden z. B. durch die Biodieselnutzung knapp 5 kt SO₂-Äq weniger säurebildende Luftschadstoffemissionen ausgestoßen.

3.2.2 Staubemissionen

Die Netto-Gesamtbilanz der Staubemissionen (Abbildung 13) fällt insgesamt negativ aus, d. h. der Einsatz erneuerbarer Energien führte im Jahr 2021 zu erhöhten Staubemissionen von insgesamt ca. 19.050 t. Im Wärmesektor wurden mit ca. 19.470 t die weitaus meisten zusätzlichen Staubemissionen verursacht. Im Gegensatz dazu vermieden Erneuerbare Energien im Sektor Strom Staub in Höhe von ca. 1.000 t. Im Verkehrssektor wurden etwa 590 t Staub zusätzlich verursacht. Signifikante Emissionsvermeidungen wurden lediglich durch die Energieerzeugung aus Windenergie (ca. 1.700 t) und Wasserkraft (annähernd 500 t) erreicht.

Abbildung 13: Netto vermiedene und verursachte Staubemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2021



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 14 gibt einen Überblick über die Staubemissionsbilanzen der einzelnen Technologien bzw. Energieträger im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor.

Im Stromsektor wurden im Jahr 2021 insbesondere durch die Biogasverstromung Staubemissionen in Höhe von 670 t netto verursacht, gefolgt von der Stromerzeugung aus Photovoltaik (417 t netto) und fester Biomasse (205 t netto). Die größte Nettovermeidung an Staubemissionen wurde durch die Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore) mit 1.217 t erreicht, gefolgt von Windenergie auf See (offshore) (468 t) und Wasserkraft (472 t).

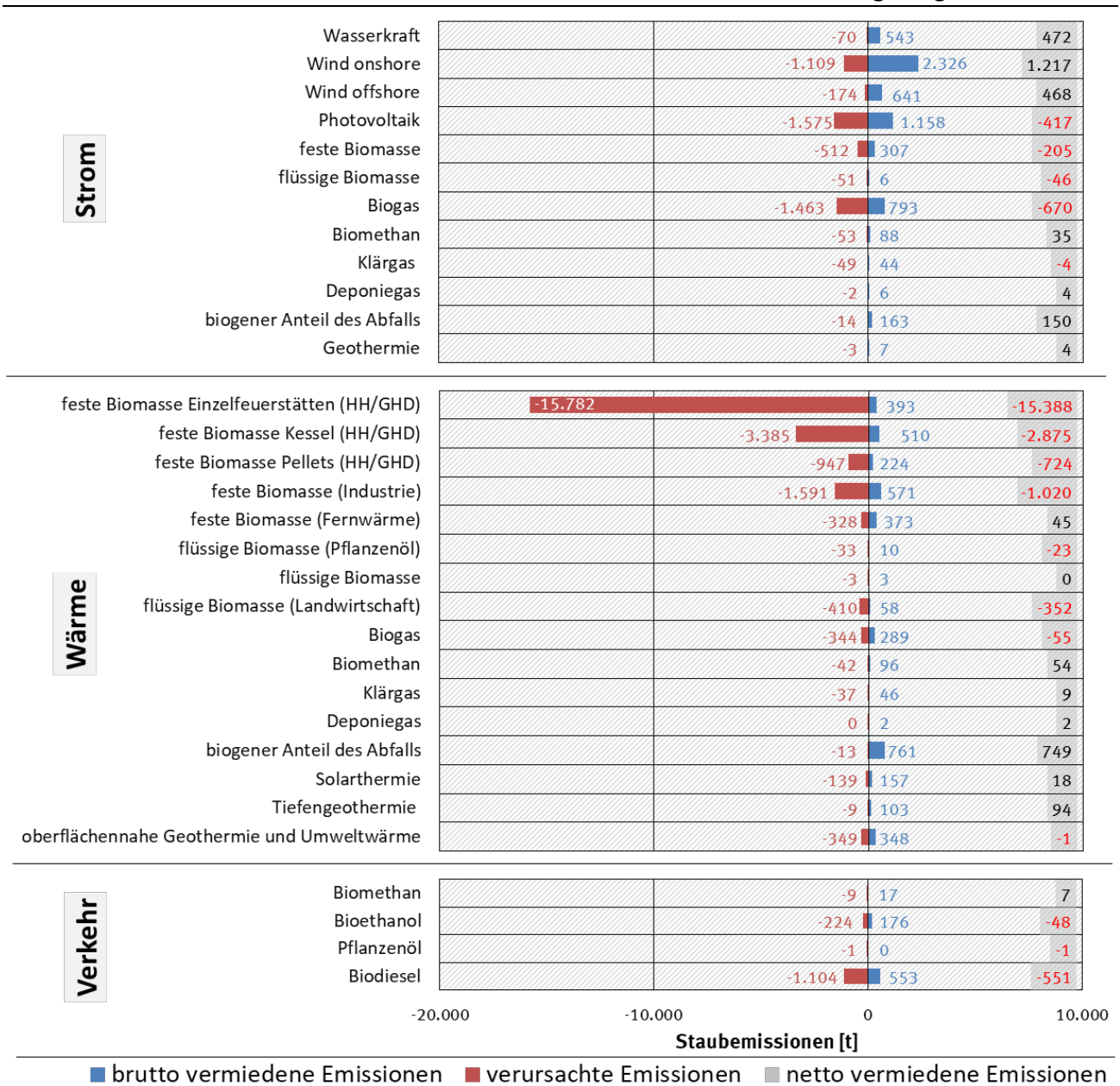
Der Großteil der Staubemissionen im Jahr 2021 wurde allerdings durch die Nutzung von fester Biomasse zur Wärmeerzeugung verursacht. Der Hauptanteil davon entfiel auf die Nutzung in Einzelfeuerungsanlagen der privaten Haushalte bzw. dem GHD-Sektor (15.388 t netto). Im Wärmesektor weisen

u. a. die Nutzung von biogenem Abfall (749 t) und die Nutzung von Tiefengeothermie (94 t) signifikante Mengen an vermiedenen Staubemissionen auf.

Der Verkehrssektor weist für fast alle Nutzungsmöglichkeiten eine nachteilige Staubbilanz auf, so dass in diesem Sektor insgesamt ca. 592 t Staub zusätzlich emittiert wurden.

Allerdings muss hier zusätzlich berücksichtigt werden, dass durch die beschriebene Reduzierung der Säurebildner (Stickoxide und v. a. Schwefeldioxid) auch die Bildung von sekundärem Feinstaub deutlich vermindert wird. Die Erhöhung der primären Staubemissionen im Rahmen der Energiewende führt daher nicht zwangsläufig zu einer Erhöhung der Feinstaubkonzentrationen in der Umgebungsluft, die sich aus primärem und sekundärem Feinstaub zusammensetzen.

Abbildung 14: Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme sowie Verkehrssektor im Jahr 2021 vermiedene und verursachte Staubemissionen nach Energieträgern

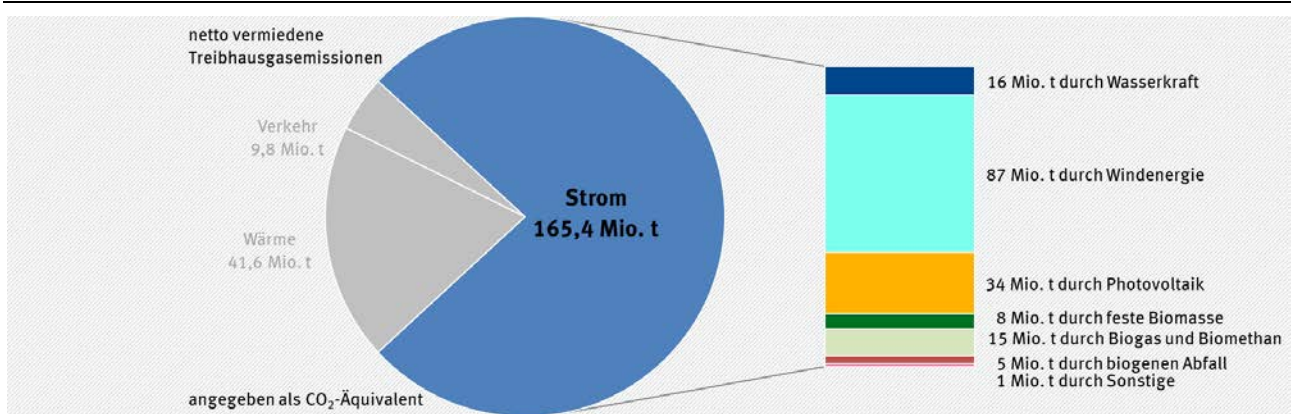


Quelle: Eigene Darstellung des UBA

4 Erneuerbare Energien im Stromsektor

Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien im Stromsektor wurden im Jahr 2021 Treibhausgasemissionen in Höhe von insgesamt 165 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Von den drei untersuchten Sektoren (Strom, Wärme und Verkehr) trug die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu ca. 76 Prozent zur Netto-Gesamtemissionsvermeidung an Treibhausgasen bei. Die größten Emissionsvermeidungen wurden durch die Stromerzeugung aus Windenergie (87 Mio. t CO₂-Äq.) und aus Photovoltaik (34 Mio. t CO₂-Äq.) erreicht, gefolgt von der Stromerzeugung aus den verschiedenen Arten der Biomasse (zusammen ca. 28 Mio. t CO₂-Äq.) und Wasserkraft (16 Mio. t CO₂-Äq.) (siehe Abbildung 15).

Abbildung 15: Anteil der EE-Bruttostromerzeugung an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien



Quelle: Eigene Darstellung

In den folgenden Abschnitten werden die Emissionsbilanzen für die Stromerzeugung aus Photovoltaik, Windenergie (on- und offshore), Wasserkraft, Tiefengeothermie, fester und flüssiger Biomasse, Biogas, Biomethan, Klär- und Deponiegas sowie dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls einzeln dargestellt. Diese Unterkapitel sind dabei stets gleich aufgebaut: Nach einer kurzen Einleitung werden die jeweils spezifischen Eingangsparameter der Energiebereitstellung sowie der Substitutions- und Emissionsfaktoren erläutert (vgl. auch Kapitel 2.2). Daraufhin folgen die Ergebnisse der Emissionsbilanz des jeweiligen erneuerbaren Energieträgers anhand der in Kapitel 2.1 erläuterten Methodik.

Zur besseren Einordnung der Ergebnisse werden vorweg die primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren (Tabelle 5) nach direkten Emissionsfaktoren und Emissionsfaktoren aus der Vorkette inkl. fremdbezogener Hilfsenergie aufgeteilt, sowie die dazugehörigen mittleren Brutto-Nutzungsgrade (Tabelle 6) der verdrängten konventionellen Stromerzeugung dargestellt. Die direkten primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren wurden auf Basis des Nationalen Emissionsinventars (UBA, 2022) abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) und der in Kapitel 2.2.5 eingeführten Studie zur den Erdgas und Steinkohle Vorkettenemissionen (Baumann & Schuller, 2021) ergänzt. Aus Angaben des Statistischen Bundesamts (StBa, 2021) leiten sich wiederum die mittleren Brutto-Nutzungsgrade der konventionellen Stromerzeugung ab.

Um anschließend einen Strombezug der in Tabelle 7 dargestellten primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren herzuleiten, müssen diese mit den in Tabelle 6 aufgeführten mittleren Brutto-Nutzungsgraden der jeweiligen konventionellen Technologie multipliziert werden.

Tabelle 5: Mittlere Brutto-Nutzungsgrade der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Erdgas [%]	Öl [%]
Brutto-Nutzungsgrad	33,0	39,6	43,8	55,6	37,2

Quelle: UBA auf Basis von (StBa, 2021)

Tabelle 6: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren²⁵ der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern

	CO ₂ -Äq. [g/kWh]	CO ₂ [g/kWh]	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq. [g/kWh]	SO ₂ [g/kWh]	NO _x	Staub	CO [g/kWh]	NM- VOC
Kernenergie										
Vorkette	18,27	17,39	0,02	0,00	0,04	0,02	0,04	0,01	0,02	0,00
Direkte	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gesamt	18,27	17,39	0,02	0,00	0,04	0,02	0,04	0,01	0,02	0,00
Braunkohle										
Vorkette	10,67	10,42	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00
Direkte	401,94	398,54	0,00	0,01	0,39	0,20	0,28	0,01	0,12	0,00
Gesamt	412,62	408,96	0,01	0,01	0,40	0,20	0,29	0,01	0,12	0,00
Steinkohle										
Vorkette	42,45	16,74	0,91	0,00	0,19	0,05	0,20	0,01	0,04	0,02
Direkte	338,11	336,86	0,00	0,00	0,27	0,13	0,20	0,01	0,02	0,01
Gesamt	380,56	353,60	0,92	0,00	0,46	0,18	0,41	0,02	0,07	0,03
Erdgas										
Vorkette	38,84	20,31	0,66	0,00	0,05	0,01	0,05	0,00	0,03	0,01
Direkte	208,41	200,97	0,22	0,00	0,09	0,00	0,13	0,00	0,04	0,00
Gesamt	247,24	221,28	0,88	0,01	0,14	0,01	0,18	0,00	0,07	0,02
Heizöl leicht										
Vorkette	43,92	41,45	0,08	0,00	0,18	0,11	0,10	0,02	0,06	0,04
Direkte	268,75	266,47	0,02	0,01	0,57	0,18	0,56	0,01	0,19	0,01
Gesamt	312,68	307,92	0,10	0,01	0,75	0,29	0,66	0,03	0,25	0,05

Quelle: auf Basis von (UBA, 2022), (Baumann & Schuller, 2021), GEMIS 5.0 (IINAS, 2020)

²⁵ Vorkette – Emissionsfaktor der Vorkette inkl. fremdbezogener Hilfsenergie, Direkte – Emissionsfaktoren aus dem direkten Anlagenbetrieb

4.1 Photovoltaik

Die photovoltaische Stromerzeugung hat sich sehr dynamisch entwickelt und ist von einer Nischenanwendung zu einer der Hauptsäulen der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland geworden. Wurden im Jahr 2000 nur etwa 60 GWh Strom aus Photovoltaikanlagen (PV) erzeugt, so waren es im Jahr 2010 bereits fast 12.000 GWh. Seit dem Jahr 2010 vervierfachte sich die photovoltaische Stromproduktion nochmals. Mit einer erzeugten Strommenge von über 49.300 GWh im Jahr 2021 konnten fast neun Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs gedeckt werden (AGEE-Stat, 2022).

Der Ausbau der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen war nach dem Rekordzubau im Jahr 2012 (ca. 8.200 Megawatt) stark rückläufig. Seit dem Jahr 2015 steigt jedoch die jährlich zugebaute PV-Kapazität wieder an. Dieser Aufwärtstrend zeigt sich besonders deutlich ab dem Jahr 2020: Mit etwa 4.800 Megawatt (MW) stieg der Zubau um mehr als ein Viertel gegenüber dem Vorjahr. Im Jahr 2021 steigerte sich die zugebauten Kapazität nochmals auf etwa 5.700 MW. Am Ende des Jahres 2021 waren somit in Deutschland Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von mehr als 59.400 MW installiert (AGEE-Stat, 2022).

Es gibt eine Vielzahl von Materialien und Konzepten für Solarzellen mit unterschiedlichen Formen, Farben und Leistungsdaten. Meist unterscheidet man zwischen kristallinen Siliziumzellen (monokristallin, polykristallin) und Dünnschichtzellen (unter anderem amorphes Silizium, Cadmium-Tellurid, Kupfer-Indium-(Gallium-)Diselenid). Perspektivisch kommen organische Solarzellen hinzu, die ein aktuelles Forschungsthema sind. Kristalline Siliziumzellen (c-Si) sind mit Abstand am weitesten verbreitet, haben einen Marktanteil von zusammen mehr als 95 Prozent (ISE, 2021) und können damit als repräsentativ für die folgenden Berechnungen angenommen werden.

4.1.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus Photovoltaik wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energie Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 7 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022) die jährlich im vierten Quartal publiziert wird²⁶. Methodische Details zur Stromerzeugung aus Photovoltaik können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016) entnommen werden.

Tabelle 7: Stromerzeugung aus Photovoltaik

	2021 [GWh]
Photovoltaik	49.340

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

4.1.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Photovoltaikstrom werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2019)). Bei der Berechnung wird der reale

²⁶ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Entscheidend für den Substitutionsfaktor der PV ist das stark fluktuierende Erzeugungsprofil mit ausgeprägten tageszeitlichen und saisonalen Unterschieden. Es lässt sich feststellen, dass der substituierte Erdgasanteil höher als bei dargebotsunabhängigen erneuerbaren Energieträgern ist. PV ersetzt hauptsächlich Steinkohle (zu 55 Prozent), Erdgas (zu 33 Prozent) und Braunkohle-Kraftwerke (zu 12 Prozent). Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch PV-Anlagen nur ein geringer Anteil von Strom aus Braunkohle und nahezu kein Strom aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 8). Darüber hinaus wird von dem Modell die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb und die mit dem Pumpbetrieb verbundenen Speicherverluste berücksichtigt. Für PV ergibt sich dabei die Besonderheit, dass dieser Effekt aufgrund des geringeren Pumpspeicherbetriebs im Vergleich zum kontrafaktischen Szenario leicht negativ ist.

Tabelle 8: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik

	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
Photovoltaik	0,0	12,2	55,0	32,9	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2019)

Aus Gründen einer konservativen Vorgehensweise werden für die Berechnung der vermiedenen Emissionen von Wind und PV zusätzlich Nutzungsgrad-Abschläge in Höhe von 3,1 Prozent für GuD-Erdgaskraftwerken und 1,5 Prozent für Steinkohlekraftwerke berücksichtigt. Darin drückt sich aus, dass die regelbaren Kraftwerke vermehrt im Teillastbereich gefahren werden, was mit entsprechenden Wirkungsgradverlusten und daher zusätzlichen Emissionen einhergeht (vgl. (Roth, Brückl, & Held, 2005) und (Wagner, et al., 2004)). Ein gegenläufiger Effekt ergibt sich, wenn in Zeiten, in denen die Änderungen im Einspeiseprofil (durch volatile EE-Erzeugung) den Änderungen im Nachfrageprofil folgen (bzw. diesen ähnlich sind), eine Reduktion der Anzahl der konventionellen An- und Abfahrprozesse (damit der Teillastbereiche) zu verzeichnen ist. Weiterhin finden kontinuierlich technische Anpassungen an Kraftwerken statt, die einen effizienteren Betrieb in Teillast ermöglichen. Der Nutzungsgrad-Abschlag orientiert sich an einer Untersuchung im Auftrag von VGB Powertech e. V, welche zu den Ergebnis kommt dass sich der mittlere Jahreswirkungsgrad von Steinkohle- und GuD-Erdgaskraftwerken im Jahr 2023 um 2 Prozent bis 3 Prozent verringern wird (Ziems, Meinke, Nocke, Weber, & Hassel, 2012).

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus Photovoltaik lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

4.1.3 Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für PV-Anlagen leiten sich aus der Sphera/Fraunhofer IBP Studie (Hengstler, et al., 2021) zur Aktualisierung der Ökobilanzdaten für PV- und Windkraftanlagen ab. Neben den PV-Modulen, den Inverter und der Unterkonstruktion wurden die elektrischen Leitungen zum Inverter betrachtet. Dabei wurden u.a. der Rohstoffabbau, die Aufbereitung und Herstellung von Vorprodukten, die Produktion, die Nutzung und das Lebensende der PV-Module und Anlagenkomponenten analysiert. Neben multi- und monokristallinen Modulen wurden auch die Dünnschichttechnologie betrachtet.

Nach Ableitung der Sachbilanzen für die einzelnen Module wurden die Umweltwirkungen für Standorte in Deutschland und Südeuropa innerhalb verschiedener Szenarien abgeleitet. Dabei wurden die Ökobilanzen gemäß der ISO-Normen 14040 und 14044 erstellt.

Da die Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger das Bestandssystem und damit in Deutschland installierte Anlagen betrachtet, bestand anschließend die Herausforderung, die Sachbilanzen für Neuanlagen auf die Ist-Situation in Deutschland anzupassen. Diese Anpassungen auf die in Deutschland installierten Technologien und Standortspezifika erfolgte im Kontext einer Harmonisierungsstudie, welche aus den verschiedenen Szenarien generelle PV-Emissionsfaktoren für das Bestandssystem ableitete.

In einen ersten Schritt wurde anhand der Angaben zum Produktionsmix nach Fraunhofer ISE (ISE, 2021) einen Anlagenmix abgeleitet. Dieser setzt sich aus 1/3 Mono c-Si und 2/3 Multi c-Si zusammen. Die durchschnittliche nutzbare jährliche Sonneneinstrahlung in Höhe von 1.100 kWh/m²a ergab sich aus Angaben der AGEE-Stat (AGEE-Stat, 2022). Weiterer Angaben u. a. zu den Produktionsstandorten, Modulwirkungsgraden und zur Nutzungsdauer wurden aus der Aktualisierungsstudie übernommen. So wurde u. a. der Austausch des Inverters durch die kürzere Lebensdauer von 20 Jahren im Vergleich zur Lebensdauer von 30 Jahren für die PV-Anlage anteilig berücksichtigt.

Generell lässt sich festhalten, dass wegen des modularen Aufbaus von PV-Anlagen über alle PV-Leistungsklassen hinweg gleiche Angaben zu den Emissionsfaktoren angenommen werden können. Zudem sind die Umweltbelastungen bei der Herstellung nicht zuletzt vom Stromerzeugungsmix des jeweiligen Produktionslandes abhängig.

Der direkte Betrieb einer PV-Anlage selbst ist wiederum emissionsfrei. Der Brutto-Nutzungsgrad wird für die Bilanzierung mit 100 Prozent angesetzt.

Tabelle 9: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Photovoltaik										
Vorkette	56,065	51,861	0,135	0,002	0,113	0,060	0,077	0,032	1,221	0,005
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	0,485	0,455	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	56,550	52,316	0,136	0,002	0,114	0,060	0,077	0,032	1,221	0,005

Quelle: UBA auf Basis von (Hengstler, et al., 2021)

4.1.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Photovoltaik errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 10 dargestellt. Insgesamt wurden im Jahr 2021 durch die Stromerzeugung aus Photovoltaik mit einem spezifischen Vermeidungsfaktor von ca. 684 g CO₂-Äq./kWh_{el} fast 34 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgase vermieden.

Das Ergebnis für die versauernd wirkenden Luftschadstoffe fällt mit rund 38.208 t vermiedenen SO₂-Äq. ebenfalls deutlich positiv aus. Nur im Bereich der Ozonvorläufersubstanzen und Staub ist die Bilanz negativ, hier wurden durch den Abbau benötigter Ressourcen und bedingt durch Produktionsprozesse zur Herstellung von PV-Modulen geringfügig mehr Emissionen verursacht als vermieden.

Tabelle 10: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Photovoltaik

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	36.530.232	2.790.189	33.740.043	683,82
CO ₂	34.094.561	2.581.271	31.513.291	638,69
CH ₄	80.854	6.691	74.164	1,50
N ₂ O	648	81	567	0,01
SO₂-Äq.	38.208	5.622	32.585	0,66
SO ₂	14.393	2.971	11.423	0,23
NO _x	34.216	3.810	30.406	0,62
Staub	1.158	1.575	-417	-0,01
CO	8.020	60.238	-52.218	-1,06
NMVOC	2.310	264	2.046	0,04

Quelle: Eigene Berechnung

4.2 Windenergie an Land (onshore)

Windenergieanlagen nutzen die Bewegungsenergie des Windes, die durch unterschiedliche Luftdruckverhältnisse in der Nähe der Erdoberfläche entsteht. Windenergie ist in Deutschland der mit Abstand bedeutendste erneuerbare Energieträger zur Stromerzeugung. Insgesamt waren zum Jahresende 2021 Windkraftanlagen an Land (onshore) mit einer elektrischen Gesamtleistung von 56.046 Megawatt in Betrieb (AGEE-Stat, 2022), dies entspricht etwa 28.200 Anlagen (Deutsche Wind Guard, 2022). Die Anlagen befinden sich schwerpunktmäßig im Norden und in der Mitte Deutschlands und sind i. d. R. in Windparks konzentriert. Aufgrund der Vergütung zunächst durch das Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) und später das EEG, ergänzt durch Änderungen im Baurecht, nahm die einheimische Windenergienutzung seit 1990 eine dynamische Entwicklung - sowohl mit Blick auf die absolute Anlagenzahl und elektrische Gesamtleistung als auch bezüglich technologischer Weiterentwicklungen. Mit der deutlichen Anlagenvergrößerung und parallelen, weitreichenden Anlagenoptimierungen haben sich die Ausnutzungsdauer/Effizienz und auch die Emissionsbilanz der Windkraftanlagen/-nutzung spürbar verbessert. Allerdings kam es seit dem Jahr 2018 zu einem deutlichen Rückgang bei neu installierten Windenergieanlagen an Land.

4.2.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land (onshore) wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 11 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.²⁷ Methodische Details zur Stromerzeugung aus Windenergie an Land können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in

²⁷ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Deutschland“ (UBA, 2016) entnommen werden. Die Stromerzeugung aus Windenergie an Land entspricht den EEG-Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber. Sie setzt sich grundsätzlich aus der eingespeisten und durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarkteten EEG-Strommenge sowie der von den Anlagenbetreibern direkt vermarkteten Strommenge zusammen. Der von der AGEE-Stat zugeschätzte Eigenstrombedarf in Höhe von 2% der Netzeinspeisung wird für die Bilanzierung der vermiedenen Emissionen nicht berücksichtigt.

Tabelle 11: Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)

	2021 [GWh]
Windenergie an Land	90.272

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

4.2.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Windenergie an Land werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Entscheidend bei der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land ist das stark fluktuierende Erzeugungsprofil mit ausgeprägten witterungsbedingten und saisonalen Unterschieden. Es lässt sich feststellen, dass der substituierte Erdgasanteil höher als bei dargebotsunabhängigen erneuerbaren Energieträgern ist. Windenergie an Land ersetzt hauptsächlich Steinkohle- (zu 64 Prozent), Erdgas (zu 23 Prozent) und Braunkohle-Kraftwerke (zu 14 Prozent). Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order ergibt sich in den Berechnungen, dass durch Strom aus Windenergie an Land nur ein vernachlässigbarer Anteil an Strom aus in Betrieb befindlichen Kernenergieanlagen verdrängt wird (vgl. Tabelle 12). Darüber hinaus werden von dem Modell die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb in Pumpspeicherkraftwerken und die damit verbundenen Speicherverluste berücksichtigt.

Aus Gründen einer konservativen Vorgehensweise werden für die Berechnung der vermiedenen Emissionen von Wind und PV zusätzlich Nutzungsgrad-Abschläge in Höhe von 3,1 Prozent für GuD-Erdgaskraftwerke und 1,5 Prozent für Steinkohlekraftwerke berücksichtigt. Darin drückt sich aus, dass die regelbaren Kraftwerke vermehrt im Teillastbereich gefahren werden, was mit entsprechenden Wirkungsgradverlusten und daher zusätzlichen Emissionen einhergeht (vgl. (Roth, Brückl, & Held, 2005) und (Wagner, et al., 2004)). Ein gegenläufiger Effekt ergibt sich, wenn in Zeiten, in denen die Änderungen im Einspeiseprofil (durch volatile EE-Erzeugung) den Änderungen im Nachfrageprofil folgen (bzw. diesen ähnlich sind), eine Reduktion der Anzahl der konventionellen An- und Abfahrprozesse (damit der Teillastbereiche) zu verzeichnen ist. Weiterhin finden kontinuierlich technische Anpassungen an Kraftwerken statt, die einen effizienteren Betrieb in Teillast ermöglichen. Der Nutzungsgrad-Abschlag orientiert sich an einer Untersuchung im Auftrag von VGB Powertech e. V., welche zu dem Ergebnis kommt, dass sich der mittlere Jahreswirkungsgrad von Steinkohle- und GuD-Erdgaskraftwerken im Jahr 2023 um 2 Prozent bis 3 Prozent verringern wird (Ziems, Meinke, Nocke, Weber, & Hassel, 2012).

Tabelle 12: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Windenergie an Land	0,0	13,7	63,6	22,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2019)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus Windenergie an Land lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

4.2.3 Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für Windenergie an Land leiten sich aus der Sphera/Fraunhofer IBP Studie (Hengstler, et al., 2021) zur Aktualisierung der Ökobilanzdaten für PV- und Windkraftanlagen ab. Für die Modellierung der Windenergieanlagen (WEA) im Rahmen des Vorhabens stellten fünf Industriepartner Primärdaten zur Verfügung. Die Systemgrenze umfasst den kompletten Lebensweg der Produktsysteme vom Rohstoffabbau, der Aufbereitung und Herstellung von Vorprodukten, der Produktion, der Nutzung bis zum Lebensende. Neben den Komponenten der WEA (Fundament, Turm, Gondel (inklusive Getriebe, Generator und weitere Komponenten des Triebstranges), Nabe und Rotorblätter), werden darüber hinaus auch die Komponenten eines Windparks (Verkabelung zwischen den WEA und zum Netzanschlusspunkt, sowie Umspannwerke an Land) anteilig betrachtet. Nach Ableitung der Sachbilanzen wurden die Umweltwirkungen für optimale Standorte in Deutschland innerhalb verschiedener Szenarien abgeleitet. Dabei wurden die Ökobilanzen gemäß der ISO-Normen 14040 und 14044 erstellt.

Da die Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger das Bestandssystem und damit die in Deutschland installierten Anlagen betrachtet, bestand anschließend die Herausforderung, die neu hergeleiteten Sachbilanzen moderner Anlagen auf die Ist-Situation in Deutschland anzupassen. Diese Anpassungen erfolgten im Kontext einer Harmonisierungsstudie, welche aus den verschiedenen Szenarien generelle Emissionsfaktoren für Windenergie an Land bezogen auf das Bestandssystem ableitete.

Mittels Daten von Windguard (Deutsche Wind Guard, 2020) und der AGEE-Stat (AGEE-Stat, 2022) wurde für das Referenzjahr 2019 die durchschnittlich installierte Leistung einer WEA in Höhe von 1,83 MW ermittelt. Mit Hilfe dieses Wertes erfolgte eine vereinfachte, lineare Anpassung des Sachbilanzinventars moderner WEA. Basierend auf Angaben der AGEE-Stat (AGEE-Stat, 2022) wurde zudem ein Mittelwert für die Volllaststunden in Höhe von 1.800 h zugrunde gelegt. Anschließend wurde basierend auf dem Zubau von WEA in Deutschland nach Standortkategorie die Aufteilung zwischen Stark- und Schwachwindanlagen bestimmt. Im Zuge der Harmonisierung der Emissionsfaktoren erfolgte zudem eine Anpassung der anteiligen fremdbezogenen Hilfsenergie mittels einer Expertenschätzung.

Die im Vergleich zur Vorgängerstudie erhöhten Werte lassen sich insbesondere durch eine Erweiterung der Systemgrenzen und eine detaillierte Erfassung der Sachbilanzen erklären. Im Vergleich zu anderen Technologien bewegen sie sich weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau (vgl. hierzu Abbildung 6). Der direkte Betrieb von WEA an Land ist wiederum emissionsfrei. Der Brutto-Nutzungsgrad wird für die Bilanzierung mit 100 Prozent angesetzt.

Tabelle 13: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Windkraft - onshore Windturbine										
Vorkette	16,742	15,930	0,029	0,000	0,068	0,035	0,036	0,012	0,056	0,007
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	0,951	0,892	0,002	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000
Gesamt	17,693	16,822	0,031	0,000	0,069	0,035	0,037	0,012	0,057	0,007

Quelle: UBA auf Basis von (Hengstler, et al., 2021)

4.2.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie an Land errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 14 dargestellt. Von allen erneuerbaren Energieträgern liefert die Windenergie den größten Beitrag zum Klimaschutz. Durch die Stromerzeugung aus Windenergie wurden Treibhausgase in Höhe von ca. 68 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 753 g CO₂-Äq. / kWh_{el}. Durch den emissionsfreien Anlagenbetrieb trägt der Ausbau der Windenergie an Land aber auch zur Reduktion von Luftschadstoffen bei.

Tabelle 14: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)

	brutto vermiedene Emissionen	verursachte Emissionen	netto vermiedene Emissionen	Netto-Vermeidungsfaktor
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
CO₂-Äq.	69.564.654	1.629.103	67.935.551	752,57
CO₂	65.126.945	1.548.960	63.577.986	704,29
CH₄	147.045	2.818	144.227	1,60
N₂O	1.209	5	1.205	0,01
SO₂-Äq.	75.676	6.361	69.315	0,77
SO₂	29.416	3.262	26.154	0,29
NO_x	66.465	3.401	63.064	0,70
Staub	2.326	1.109	1.217	0,01
CO	14.774	5.217	9.557	0,11
NMVO	4.369	649	3.719	0,04

Quelle: Eigene Berechnung

4.3 Windenergie auf See (offshore)

Seit dem 12. August 2009 speisen die ersten Offshore-Windenergieanlagen Strom in das deutsche Versorgungsnetz ein. Auf See (offshore) gab es im Jahr 2021 keinen Neuzubau. Insgesamt verharrte damit die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See bei 7.787 MW zum Ende des Jahres 2021 (AGEE-Stat, 2022).

4.3.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 15 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.²⁸

Methodische Details zur Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore) können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016) entnommen werden. Die Stromerzeugung aus Windenergie auf See entspricht den EEG-Jahresendabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber. Sie setzt sich zusammen aus der eingespeisten und von den Übertragungsnetzbetreibern vermarkteten EEG-Strommenge und dem direkt vermarkteten Strom. Der von der AGEE-Stat zugeschätzte Eigenstrombedarf in Höhe von 1,5% der Netzeinspeisung wird für die Bilanzierung der vermiedenen Emissionen nicht berücksichtigt.

Tabelle 15: Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)

	2021 [GWh]
Windenergie auf See	24.375

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

4.3.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Windenergie auf See werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Entscheidend bei der Stromerzeugung aus Windenergie auf See ist das fluktuierende Erzeugungsprofil mit witterungsbedingten und saisonalen Unterschieden. Es lässt sich feststellen, dass der substituierte Erdgasanteil höher als bei dargebotsunabhängigen erneuerbaren Energieträgern ist. Windenergie auf See ersetzt hauptsächlich Steinkohle (zu 66 Prozent), Erdgas (zu 22 Prozent) und Braunkohle-Kraftwerke (zu 12 Prozent). Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order ergibt sich in den Berechnungen, dass durch Strom aus Windenergie an Land nur ein geringer Anteil Strom aus Braunkohle (2 Prozent) und kein Strom aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 16). Darüber hinaus werden von dem Modell die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb in Pumpspeicherkraftwerken und die damit verbundenen Speicherverluste berücksichtigt.

Aus Gründen einer konservativen Vorgehensweise werden für die Berechnung der vermiedenen Emissionen von Wind und PV zusätzlich Nutzungsgrad-Abschläge in Höhe von 3,1 Prozent für GuD-Erdgaskraftwerken und 1,5 Prozent für Steinkohlekraftwerke berücksichtigt. Darin drückt sich aus, dass die regelbaren Kraftwerke vermehrt im Teillastbereich gefahren werden, was mit entsprechenden Wirkungsgradverlusten und Emissionen einhergeht (vgl. (Roth, Brückl, & Held, 2005) und (Wagner, et al., 2004)). Ein gegenläufiger Effekt ergibt sich, wenn in Zeiten, in denen die Änderungen im Einspeiseprofil (durch volatile EE-Erzeugung) den Änderungen im Nachfrageprofil folgen (bzw. diesen ähnlich

²⁸ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

sind), eine Reduktion der Anzahl der konventionellen An- und Abfahrprozesse (damit der Teillastbereiche) zu verzeichnen ist. Weiterhin finden kontinuierlich technische Anpassungen an Kraftwerken statt, die einen effizienteren Betrieb in Teillast ermöglichen. Der Nutzungsgrad-Abschlag orientiert sich an einer Untersuchung im Auftrag von VGB Powertech e. V, welche zu den Ergebnis kommt dass sich der mittlere Jahreswirkungsgrad von Steinkohle- und GuD-Erdgaskraftwerken im Jahr 2023 um 2 Prozent bis 3 Prozent verringern wird (Ziems, Meinke, Nocke, Weber, & Hassel, 2012).

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus Windenergie auf See lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

Tabelle 16: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Windenergie auf See	0,0	12,4	65,7	21,9	0,0

Quelle: auf Basis von (Kunze, et al., 2019)

4.3.3 Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für Windenergie auf See leiten sich aus der Sphera/Fraunhofer IBP Studie (Hengstler, et al., 2021) zur Aktualisierung der Ökobilanzdaten für PV- und Windkraftanlagen ab. Für die Modellierung der Windenergieanlagen (WEA) im Rahmen des Vorhabens stellten fünf Industriepartner Primärdaten zur Verfügung. Die Systemgrenze umfasst den kompletten Lebensweg der Produktsysteme vom Rohstoffabbau, der Aufbereitung und Herstellung von Vorprodukten, der Produktion, der Nutzung bis zum Lebensende. Neben den Komponenten der WEA (Fundament, Turm, Nabe und Rotorblätter, Gondel inklusive Getriebe, Generator und weitere Komponenten des Triebstranges), werden darüber hinaus auch die Komponenten eines Windparks (Verkabelung zwischen den WEA und zum Netzanschlusspunkt, sowie Umspannwerke auf See) anteilig betrachtet. Nach Ableitung der Sachbilanzen wurden die Umweltwirkungen für optimale Standorte in Deutschland innerhalb verschiedener Szenarien abgeleitet. Dabei wurden die Ökobilanzen gemäß der ISO-Normen 14040 und 14044 erstellt.

Da die Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger das Bestandssystem und damit die in Deutschland installierten Anlagen betrachtet, bestand anschließend die Herausforderung, die neu hergeleiteten Sachbilanzen moderner Anlagen auf die Ist-Situation in Deutschland anzupassen. Diese Anpassungen erfolgten im Kontext einer Harmonisierungsstudie, welche aus den verschiedenen Szenarien generelle Emissionsfaktoren für Windenergie an Land bezogen auf das Bestandssystem ableitete.

Ausgehend von den Parameterwerten der Energieerzeugung moderner WEA erfolgte die Ermittlung der Parameterwerte der Energieerzeugung von Bestandsanlagen der Windenergie. Mittels Daten von Windguard (Deutsche Wind Guard, 2020) und der AGEE-Stat (AGEE-Stat, 2022) wurde für das Referenzjahr 2019 die durchschnittlich installierte Leistung einer WEA in Höhe von 5,12 MW ermittelt. Mit Hilfe dieses Wertes erfolgte eine vereinfachte lineare Anpassung des Sachbilanzinventars moderner WEA. Basierend auf Angaben der AGEE-Stat (AGEE-Stat, 2022) wurde zudem ein Mittelwert für die Volllaststunden in Höhe von 3.200 h zugrunde gelegt. Im Zuge der Harmonisierung der Emissionsfaktoren erfolgte zudem eine Anpassung der anteiligen fremdbezogenen Hilfsenergie mittels einer Expertenschätzung.

Die im Vergleich zur Vorgängerstudie erhöhten Werte lassen sich insbesondere durch eine Erweiterung der Systemgrenzen und eine detaillierte Erfassung der Sachbilanzen erklären. Im Vergleich zu

anderen Technologien bewegen sie sich weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau (vgl. hierzu Abbildung 6). Der direkte Betrieb von WEA auf See ist wiederum emissionsfrei. Der Brutto-Nutzungsgrad wird für die Bilanzierung mit 100 Prozent angesetzt.

Tabelle 17: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Windkraft - offshore Windturbine										
Vorkette	9,186	8,654	0,019	0,000	0,054	0,025	0,029	0,007	0,044	0,004
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	0,478	0,448	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	9,664	9,102	0,020	0,000	0,055	0,025	0,029	0,007	0,044	0,004

Quelle: UBA auf Basis von (Hengstler, et al., 2021)

4.3.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore) errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 18 dargestellt.

Die Stromerzeugung der deutschen Offshore-Windparks vermied Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 18,7 Mio. t CO₂-Äq. Der spezifische Vermeidungsfaktor liegt bei ca. 766 g CO₂-Äq. / kWh_{el}. Durch den emissionsfreien Betrieb der Anlagen werden darüber hinaus auch Luftschadstoffe vermieden.

Tabelle 18: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)

	brutto vermiedene Emissionen	verursachte Emissionen	netto vermiedene Emissionen	Netto-Vermeidungsfaktor
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
CO₂-Äq.	18.900.001	239.091	18.660.910	765,56
CO₂	17.677.095	225.203	17.451.892	715,96
CH₄	40.629	490	40.139	1,65
N₂O	322	1	321	0,01
SO₂-Äq.	20.702	1.349	19.352	0,79
SO₂	8.028	624	7.404	0,30
NO_x	18.210	729	17.481	0,72
Staub	641	174	468	0,02
CO	3.962	1.097	2.865	0,12
NM VOC	1.208	100	1.108	0,05

Quelle: eigene Berechnungen

4.4 Wasserkraft

Wasserkraftanlagen nutzen die kinetische und potentielle Energie des Wassers zur Stromerzeugung. Dabei werden drei Anlagentypen unterschieden: Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke und

Pumpspeicherkraftwerke. Die Größe der in Deutschland installierten Wasserkraftanlagen variiert stark, von weniger als 100 Kilowatt elektrische Leistung bis hin zu 50 Megawatt. Art, Größe, Ausnutzung und Effizienz der Wasserkraftanlagen sind eng verknüpft mit dem Wasserdurchfluss und der Fallhöhe und beeinflussen wesentlich Baukörper, Turbinenform sowie die Höhe der (vorgelagerten) Emissionen der Wasserkraftnutzung.

Der im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energieträgern seit 1990 relativ geringe Nettoleistungszuwachs von rund 1500 Megawatt erfolgte vornehmlich im Zuge von Standortreaktivierungen bzw. Anlagenmodernisierungen und steht im Kontext zu den begrenzten Ausbaupotenzialen und konkurrierenden Nutzungsansprüchen, z. B. der Verbesserung des ökologischen Zustandes der Fließgewässer.

4.4.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus Wasserkraft wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 19 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung ²⁹.

Methodische Details zur Stromerzeugung aus Wasserkraft können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016) entnommen werden.

Tabelle 19: Stromerzeugung aus Wasserkraft

	2021 [GWh]
Wasserkraft	19.658
Laufwasser	18.426
Speicherwasser, Pumpspeicherwasser - mit natürlichem Zufluss	1.232

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft setzt sich zusammen aus der Brutto-Stromerzeugung in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung sowie in den Kraftwerken der Industrie. Hinzu kommt noch die Stromeinspeisung aus Anlagen „dritter“ Betreiber, die energiestatistisch lediglich über die Erhebung bei den Netzbetreibern erfasst werden.

4.4.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Wasserkraft werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Entscheidend bei Wasserkraft ist das gleichmäßige Einspeiseprofil mit saisonalen Unterschieden. Bei den derzeitigen Brennstoffpreisrelationen ersetzt Wasserkraft hauptsächlich Steinkohle (zu 62 %),

²⁹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Erdgas- (zu 26 %) und Braunkohle-Kraftwerke (zu 12 %). Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch Wasserkraft nur ein vernachlässigbarer Anteil von Strom aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 20). Darüber hinaus werden von dem Modell der geänderte Stromverbrauch des Pumpbetriebs und die mit dem Pumpbetrieb verbundenen Speicherverluste berücksichtigt.

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus Wasserkraft lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Tabelle 5) inkl. berücksichtigter Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

Tabelle 20: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Wasserkraft	0,0	12,4	61,6	26,0	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2019)

4.4.3 Emissionsfaktoren

Die Vorketten-Emissionen für Laufwasser basieren auf der Ökobilanzdatenbank GEMIS 5.0. Grundlage sind die im Rahmen des BMUV-Vorhabens „LCA-EE aktualisierten Sachbilanzen“ (Öko-Institut, 2012). Beim Speicherwasser wurden die Vorketten-Emissionen auf Basis von Flury und Frischknecht (2012) für Deutschland abgeleitet. Somit werden bei den Berechnungen die Emissionen auf der Herstellungsseite, die Methanemissionen aus der Stauung und die Emissionen aus dem Bezug von fremdbezogener Hilfsenergie berücksichtigt. Der direkte Betrieb einer Anlage zur Stromerzeugung aus Wasserkraft ist dabei emissionsfrei. Der Brutto-Nutzungsgrad wird für die Bilanzierung mit 100 % angesetzt.

Tabelle 21: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft

Wasserkraft davon anteilig:	CO ₂ - Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM- VOC
Laufwasser										
Vorkette	2,659	2,531	0,004	0,000	0,007	0,002	0,007	0,002	0,014	0,000
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	2,659	2,531	0,004	0,000	0,007	0,002	0,007	0,002	0,014	0,000
Speicherwasser, Pumpspeicherwasser - mit natürlichem Zufluss										
Vorkette	14,926	6,543	0,297	0,000	0,028	0,014	0,020	0,033	0,020	0,005
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	9,698	9,102	0,016	0,001	0,011	0,004	0,010	0,000	0,007	0,001
Gesamt	24,624	15,646	0,313	0,001	0,039	0,018	0,030	0,033	0,027	0,005

Quelle: GEMIS 5.0 (IINAS, 2020), (Öko-Institut, 2012), (Flury & Frischknecht, 2012)

4.4.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Wasserkraft errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 22 dargestellt.

Mit vermiedenen Treibhausgasemissionen von ca. 15,8 Mio. t CO₂-Äq. leistet Wasserkraft einen nennenswerten Beitrag zum Klimaschutz. Der spezifische Vermeidungsfaktor liegt aufgrund der Grundlastfähigkeit dieser Technologie mit ca. 802 g CO₂-Äq. / kWh_{el} über allen anderen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien.

Aufgrund des emissionsfreien Anlagenbetriebs trägt Wasserkraft darüber hinaus zu einer Reduktion der Luftschadstoffe bei.

Tabelle 22: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Wasserkraft

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	15.852.600	79.331	15.773.269	802,40
CO ₂	14.830.164	65.907	14.764.257	751,07
CH ₄	33.976	460	33.516	1,71
N ₂ O	268	2	266	0,01
SO₂-Äq.	17.464	170	17.294	0,88
SO ₂	6.795	51	6.745	0,34
NO _x	15.328	172	15.156	0,77
Staub	543	70	472	0,02
CO	3.299	295	3.004	0,15
NMVOG	1.014	10	1.004	0,05

Quelle: Eigene Berechnung

4.5 Tiefengeothermie

Geothermie (Erdwärme) ist die unterhalb der festen Oberfläche der Erde gespeicherte Wärmeenergie. Je tiefer man in das Innere der Erde vordringt, desto wärmer wird es. In Mitteleuropa nimmt die Temperatur um etwa 3 °C pro 100 Meter Tiefe zu. Für die geothermische Stromerzeugung geeignete Standorte finden sich in Deutschland vor allem im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben sowie im süddeutschen Molassebecken. Das für die Stromerzeugung nutzbare Temperaturniveau ist in der Regel in Deutschland ab Tiefen von 3.000 m anzutreffen (GZB, 2012).

Trotz vorhandener technischer Potenziale (UBA, 2010) entwickelt sich die geothermische Stromerzeugung in Deutschland aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit und vergleichsweise hohen Standortrisiken nur langsam. Am Ende des Jahres 2021 gab es in Deutschland 9 Standorte mit Geothermiekraftwerken zur Stromerzeugung (GeotIS, 2022). Insgesamt haben diese Kraftwerke eine installierte elektrische Leistung von etwa 54 MW (AGEE-Stat, 2022)

4.5.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus Tiefengeothermie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 23 angegebene

Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird.³⁰

Tabelle 23: Stromerzeugung aus Tiefengeothermie

	2021 [GWh]
Tiefengeothermie	244

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

Methodische Details zur Stromerzeugung aus Tiefengeothermie können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016) entnommen werden.

4.5.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Tiefengeothermie werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Entscheidend bei Tiefengeothermie ist das dargebotsunabhängige und somit relativ konstante Einspeiseprofil. Dennoch ersetzt Strom aus Tiefengeothermie hauptsächlich Steinkohlekraftwerke und in etwas geringerem Umfang auch Braunkohle- und Erdgaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch Tiefengeothermie nur ein geringer Anteil von Strom aus Braunkohle und kein Strom aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 24). Darüber hinaus wird von dem Modell die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb und die mit dem Pumpbetrieb verbundenen Speicherverluste berücksichtigt.

Tabelle 24: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Tiefengeothermie	0,0	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2019)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 5) inkl. berücksichtigter Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

³⁰ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

4.5.3 Emissionsfaktoren

Aktuelle Emissionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung wurden zuletzt durch das (Öko-Institut, 2012) auf Basis einer umfassenden Sachbilanz des Internationalen Geothermiezentrum Bochum (GZB, 2012) berechnet. Bei der Bilanzierung werden nur die Emissionen auf der Herstellungsseite (den sogenannten Vorketten) und Emissionen aus der benötigten fremdbezogenen Hilfsenergie jedoch keine direkten Emissionen aus dem Betrieb der geothermischen Kraftwerke berücksichtigt.

Die gegenwärtigen insgesamt in Deutschland in Betrieb befindlichen geothermischen Kraftwerke befinden sich entweder im Oberrheingraben oder im Süddeutschen Molassebecken. Für die folgenden Betrachtungen wird ein entsprechendes Kraftwerk mit einer Thermalwassertemperatur von 150 °C zugrunde gelegt. Dies korrespondiert mit einer Netto-Leistung von ca. 1,4 MW_{el} im Oberrheingraben bzw. ca. 2,3 MW_{el} im Süddeutschen Molassebecken. Weitere Parameter sind in Tabelle 25 aufgeführt und in (GZB, 2012) dokumentiert.

Folgende Lebenszyklusphasen können unterschieden werden:

- die Errichtungsphase bestehend aus der Bohrung, dem Bohrungsausbau (u. a. Zementation und Verrohrung) und dem Bau der obertägigen Anlagen (u. a. Kraftwerk und Kühlturm),
- der Betrieb der geothermischen Anlage (u. a. Eigenverbrauch, Arbeitsmittelverluste) und
- der Rückbau (in der Bilanzierung nicht explizit berücksichtigt).

Während in der Errichtungsphase neben Materialaufwendungen in Form von Beton und Stahl vor allem der Antrieb der Bohranlage zu Buche schlägt, wird die Ökobilanz während des Betriebes dominiert durch den erheblichen Eigenstromverbrauch für den Thermalwasser-, Konversions- und Kühlkreislauf. Der Stromverbrauch im Betrieb ist abhängig von der Förderrate und der Produktivität des Reservoirs, dem Konversionsprozess, der Anlagengröße und einer eventuellen Wärmeauskopplung sowie von der Kühltechnologie. Datenerhebungen bei den Anlagenbetreibern haben ergeben, dass die summierten Eigenverbräuche ca. 22 Prozent bezogen auf die Bruttostromerzeugung ausmachen (Janczik & Kaltschmitt, 2017). Aufgrund der spezifischen Anreize des EEG zur Brutto-Einspeisung wird im vorliegenden Bericht unterstellt, dass der Eigenstromverbrauch aus dem Netz bezogen wird, was die hohen Emissionsfaktoren im Bereich fremdbezogener Hilfsenergie erklärt.

Tabelle 25: Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die geothermische Stromerzeugung

Parameter		Oberrheingraben	Süddeutsches Molassebecken
mittlere Außentemperatur	[°C]	10,2	6,8
Vor- und Rücklauf Temperatur Thermalwasser	[°C]	150 / 70	150 / 70
Massenstrom Thermalwasser	[kg / s]	47	76
Tiefe	[m]	3.160	4.300
technische Lebensdauer	[a]	30	30
Volllaststunden el.	[h / a]	7.500	7.500

Quelle: (Öko-Institut, 2012), (GZB, 2012)

Ein weiterer Einflussfaktor auf die Emissionsbilanz ist der schleichende Arbeitsmittelverlust in Form von F- Gasen (Janczik & Kaltschmitt, 2017). Das Treibhausgasinventar geht hierbei bei ORC-Anlagen

von einer mittleren jährlichen Leckagerate von ca. 4 Prozent aus (UBA, 2022). Allerdings werden die durch Leckage auftretenden Emissionen des direkten Anlagebetriebes in der Emissionsbilanz erneuerbarer Energien auf Grund ihrer spezifischen Natur nicht separat erfasst.

Tabelle 26: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Tiefengeothermie										
Vorkette	7,057	6,693	0,012	0,000	0,015	0,004	0,015	0,005	0,053	0,001
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	155,166	145,636	0,262	0,008	0,176	0,070	0,153	0,007	0,108	0,009
Gesamt	162,223	152,330	0,274	0,008	0,191	0,074	0,168	0,012	0,161	0,009

Quelle: GEMIS 5.0 (IINAS, 2020), (Öko-Institut, 2012), (GZB, 2012)

4.5.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der geothermischen Stromerzeugung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 27 dargestellt.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch die geothermische Stromerzeugung Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 158 kt CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 648 g CO₂-Äq. / kWh_{el} bezogen auf die Brutto-Einspeisung in das öffentliche Stromnetz. Die im Vergleich zu anderen erneuerbaren Stromerzeugungsoptionen relativ geringe spezifische Vermeidung ist im Wesentlichen auf den hohen netzbezogenen Eigenstromverbrauch für den Thermalwasser-, Konversions- und Kühlkreislauf und den damit verbundenen Emissionen zurückzuführen. Zur Vermeidung von anderen, traditionellen Luftschadstoffemissionen leistet die Tiefengeothermie über den Gesamtlebenszyklus einen positiven Beitrag, da sie nach Abschluss der Bohr- und Bauphase einen annähernd emissionsfreien Betrieb aufweist.

Tabelle 27: Emissionsbilanz der geothermischen Stromerzeugung

	brutto vermiedene Emissionen	verursachte Emissionen	netto vermiedene Emissionen	Netto-Vermeidungsfaktor
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
CO₂-Äq.	198.100	39.659	158.441	648,09
CO₂	185.241	37.241	148.000	605,38
CH₄	428	67	361	1,48
N₂O	3	2	1	0,01
SO₂-Äq.	220	47	173	0,71
SO₂	86	18	67	0,28
NO_x	193	41	152	0,62
Staub	7	3	4	0,02
CO	41	39	1	0,01
NMVO	13	2	11	0,04

Quelle: Eigene Berechnung

4.6 Feste Biomasse

Die Stromerzeugung aus fester Biomasse hat seit Inkrafttreten des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2000 stetig zugenommen. Gleichwohl ist in den letzten Jahren eine Stagnation des Bestandes zu verzeichnen, unter anderem, da die wirtschaftlich mobilisierbaren und nachhaltig verfügbaren Holzressourcen begrenzt sind und zudem die Förderung mit der Einführung des EEG 2014 zurückgefahren wurde.

Die Stromerzeugung aus fester Biomasse kann nach verschiedenen Parametern klassifiziert werden, z. B.:

- Anlagengröße (von 1 kW bis 100 MW),
- Technik zur Energieumwandlung (Dampfturbine, Entnahmekondensationsturbine, ORC, Holzgas-BHKW, Dampfmotor, Stirlingmotor, u. a.),
- Art und Herkunft des eingesetzten Brennstoffs (Altholz Klasse I bis IV, Sägerestholz, Waldrestholz, Landschaftspflegeholz, Pellets, u. a.),
- Immissionsschutzrechtliche Genehmigung (TA-Luft, 13. BImSchV, 17. BImSchV).

4.6.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus fester Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 28 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.³¹ Methodische Details zur Stromerzeugung aus fester Biomasse können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016) entnommen werden.

Tabelle 28: Stromerzeugung aus fester Biomasse

	2021 [GWh]
feste Biomasse	10.909

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

4.6.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus fester Biomasse werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario). Darüber hinaus wird von dem Modell die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb und die mit dem Pumpbetrieb verbundenen Speicherverluste berücksichtigt.

³¹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Die auf Dauerbetrieb ausgelegten größeren (Heiz)kraftwerke, auf die das Gros der Stromerzeugung aus fester Biomasse entfällt, weisen im Mittel eine hohe Volllaststundenzahl von über 6.000 auf. Entsprechend kann von einer im Jahresverlauf nahezu konstanten Einspeisecharakteristik ausgegangen werden, woraus sich die in Tabelle 29 dargestellten Substitutionsfaktoren ergeben.

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus der Nutzung von fester Biomasse lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 5) inkl. berücksichtigter Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

Tabelle 29: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
feste Biomasse	0,2	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2019)

4.6.3 Emissionsfaktoren

Trotz der Vielfalt und technischen Einzigartigkeit der realisierten Biomasse(heiz)kraftwerke in Deutschland sind die eingangs genannten Differenzierungsmerkmale in der Regel nicht unabhängig voneinander. Vielmehr bestehen relativ typische Kombinationen von Leistungsgröße, Kraftwerkstechnik und immissionsschutzrechtlichen Anforderungen einerseits sowie dem Einsatz verschiedener Brennstoffe andererseits. Dies wird im Folgenden genutzt, um idealtypische Referenzfälle (vgl. Tabelle 30) abzuleiten und diesem einen geschätzten Anteil der Gesamtstromerzeugung aus fester Biomasse zuzuordnen.

Die Grundlagen hierfür wurden auf einem im Sommer 2011 gemeinsam von UBA, BMU, AGEE-Stat und dem Deutschen Biomasseforschungszentrum durchgeführten Workshop erarbeitet (UBA, et al., 2012). Aufbauend hierauf wurden die technischen Kenndaten der Referenzfälle als Expertenschätzung festgelegt. Zur Ermittlung des elektrischen Nutzungsgrads der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus fester Biomasse wird der Energieeinsatz bei KWK-Anlagen entsprechend der Finnischen Methode auf Strom und Wärme aufgeteilt.

Die Emissionsfaktoren sind für den direkten Anlagenbetrieb der aktuellen Berichterstattungsrunde des Nationalen Emissionsinventars (UBA, 2022) entnommen. Allerdings liegen die Emissionsfaktoren dort nicht differenziert nach Brennstoffen, sondern nach immissionsrechtlicher Genehmigung der Anlage nach 17. BImSchV, 13. BImSchV, 4. BImSchV (TA-Luft) oder 1. BImSchV vor. Je nach Brennstoffeigenschaften und vorhandenen Luftreinhalte-Techniken können die realen Emissionen im Einzelfall daher erheblich von den hier unterstellten, durchschnittlichen Faktoren abweichen.

Tabelle 30: Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix

Brennstoff	Technik	Immissionschutz	el. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf ³² [%]	Erzeugungsmix ³³ [%]
Altholz	DT-Kondensationsmaschine	17. BImSchV	26	2,5	32,3
Altholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	17. BImSchV	42	2,5	14,4
Industrierestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	TA-Luft	36	10	5,2
Industrierestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	36	2,5	1,6
Industrierestholz	Organic Rankine Cycle	TA-Luft	36	20	1,2
Klärschlamm	DT-Entnahmekondensationsmaschine	17. BImSchV	36	2,5	3,8
Pellets (Holz)	VM- Entnahmekondensationsmaschine	TA-Luft	41	5,0	< 0,1
Schwarzlauge	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	53	2,5	16,0
Waldrestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	TA-Luft	36	10	16,5
Waldrestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	36	2,5	5,1
Waldrestholz	Organic Rankine Cycle	TA-Luft	36	20	3,8

Quelle: UBA auf Basis von (UBA, et al., 2012), (IFEU, 2016), (StBa, 2021)

³² eigene Annahmen auf Basis von BioEm (IFEU, 2016)

³³ eigene Berechnung auf Basis von (StBa, 2021b)

Die Vorketten-Emissionen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus fester Biomasse basieren auf der IFEU-Studie zur „Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)“ (IFEU, 2016). Sie werden ergänzt mit den Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie, welche sich aus dem Eigenstrombedarf bezogen auf Bruttostromerzeugung des jeweiligen Nutzungspfades ableiten. In Hinblick auf die Brennstoffe ist per Definition festgelegt, dass die Vorkettenemissionen von Schwarzlaube und von biogenen Abfällen null entsprechen. Bei Altholz werden lediglich die Aufwendungen für Aufbereitung und Transport berücksichtigt. Des Weiteren wird trotz der Diskussion um „carbon debts“ bei der energetischen Nutzung von Waldholz (Agostini, Giuntoli, & Boulamanti, 2013; Brack, 2017; Bäck et al., 2017) angenommen, dass die Entnahme von Waldholz aufgrund der nachhaltigen Waldwirtschaft in Deutschland treibhausgasneutral erfolgt, so dass lediglich die energetischen Aufwendungen für die Ernte und den Transport des Holzes zu Buche schlagen. Dabei ist festzuhalten, dass im Rahmen der Bilanzierung die Ist-Situation bzw. das Bestandssystem betrachtet wird. Bei einer Ausweitung der Waldholznutzung wäre der Umstand einer nachhaltigen Waldwirtschaft ggf. verletzt, wodurch der Verbrennungsprozess nicht mehr mit 0 g CO₂/ kWh angesetzt werden könnte (vgl. hierzu Kapitel 2.3.3).

Tabelle 31: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse geordnet nach eingesetztem Brennstoff

Feste Biomasse	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Altholz - Dampfturbine-Kondensationsmaschine - 17. BImSchV										
Vorkette	11,534	10,944	0,018	0,000	0,066	0,006	0,086	0,001	0,016	0,005
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	3,142	2,949	0,005	0,000	0,004	0,001	0,003	0,000	0,002	0,000
Gesamt	18,646	13,893	0,063	0,011	0,356	0,058	0,428	0,005	0,086	0,008
Altholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 17. BImSchV										
Vorkette	11,534	10,944	0,018	0,000	0,066	0,006	0,086	0,001	0,016	0,005
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	5,019	4,710	0,008	0,000	0,006	0,002	0,005	0,000	0,003	0,000
Gesamt	20,523	15,654	0,066	0,011	0,358	0,059	0,429	0,005	0,087	0,008
Industrie-Restholz -Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	10,488	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	17,721	16,633	0,030	0,001	0,020	0,008	0,017	0,001	0,012	0,001
Gesamt	32,180	26,641	0,084	0,012	0,245	0,039	0,297	0,030	0,167	0,135
Industrie-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	10,488	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	4,430	4,158	0,007	0,000	0,005	0,002	0,004	0,000	0,003	0,000
Gesamt	18,889	14,166	0,061	0,011	0,230	0,033	0,284	0,030	0,157	0,135
Industrie-Restholz, Altholz (A 1-2) u.a. Organic Rankine Cycle - TA-Luft										

Feste Biomasse	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Vorkette	10,488	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	35,443	33,266	0,060	0,002	0,040	0,016	0,035	0,002	0,025	0,002
Gesamt	49,901	43,274	0,114	0,013	0,266	0,047	0,315	0,031	0,179	0,136
Klärschlamm - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	4,174	0,000	0,003	0,015	0,866	0,691	0,251	0,072	0,151	0,011
fremd. Hilfsenergie	4,285	4,022	0,007	0,000	0,005	0,002	0,004	0,000	0,003	0,000
Gesamt	8,459	4,022	0,010	0,016	0,871	0,693	0,255	0,072	0,154	0,011
Pellets - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	32,947	0,000	1,124	0,006	1,048	0,281	1,102	0,020	1,102	0,055
fremd. Hilfsenergie	10,092	9,472	0,017	0,001	0,011	0,005	0,010	0,000	0,007	0,001
Gesamt	53,266	19,048	1,156	0,007	1,163	0,312	1,222	0,026	1,171	0,067
Schwarzlauge - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	1,111	0,000	0,009	0,003	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	6,339	5,950	0,011	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,004	0,000
Gesamt	7,450	5,950	0,020	0,004	0,294	0,054	0,345	0,004	0,072	0,003
Wald-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	17,355	16,289	0,029	0,001	0,020	0,008	0,017	0,001	0,012	0,001
Gesamt	37,069	31,193	0,094	0,012	0,277	0,041	0,339	0,032	0,178	0,139
Wald-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	4,339	4,072	0,007	0,000	0,005	0,002	0,004	0,000	0,003	0,000
Gesamt	24,053	18,976	0,072	0,012	0,262	0,035	0,326	0,031	0,169	0,138
Wald-Restholz - Organic Rankine Cycle - TA-Luft										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	34,710	32,579	0,059	0,002	0,039	0,016	0,034	0,002	0,024	0,002
Gesamt	54,424	47,483	0,123	0,013	0,296	0,049	0,356	0,033	0,190	0,140

Quelle: ZSE (UBA, 2022), BioEM (IFEU, 2016)

4.6.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus fester Biomasse errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 32 dargestellt.

Durch die Stromerzeugung aus fester Biomasse wurden Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 8,1 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Damit beträgt der spezifische Vermeidungsfaktor 743 g CO₂-Äq. / kWh_{el} bezogen auf die Netzeinspeisung. Die im Vergleich zu anderen erneuerbaren Stromerzeugungsoptionen hohe spezifische Vermeidung ist im Wesentlichen auf den geringen energetischen Aufwand zur Brennstoffbereitstellung, die als emissionsneutral definierte Waldrestholzentnahme sowie geringe Treibhausgasemissionen beim direkten Anlagenbetrieb zurückzuführen.

Tabelle 32: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus fester Biomasse

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	8.839.271	731.225	8.108.046	743,27
CO ₂	8.265.482	578.695	7.686.787	704,65
CH ₄	19.099	2.128	16.971	1,56
N ₂ O	147	351	-204	-0,02
SO₂-Äq.	9.811	10.943	-1.132	-0,10
SO ₂	3.819	2.421	1.399	0,13
NO _x	8.608	12.244	-3.636	-0,33
Staub	307	512	-205	-0,02
CO	1.818	3.704	-1.887	-0,17
NM VOC	572	1.561	-989	-0,09

Quelle: Eigene Berechnung

Bezüglich der Luftschadstoffe ist die Stromerzeugung aus fester Biomasse je nach Biomasse und Technik unterschiedlich zu bewerten. Während der endenergiebezogene Netto-Vermeidungsfaktor von SO₂ in der Regel leicht positiv ist, liegen Staub-, NO_x-, CO- und NMVOC-Emissionen höher als bei der verdrängten fossilen Stromerzeugung. Trotz des relativ hohen Anteils der nach 17. BImSchV genehmigten Anlagen ist dies v. a. auf den geringeren elektrischen Wirkungsgrad im Vergleich zu fossilen Großkraftwerken zurückzuführen.

4.7 Biogas und Biomethan

Die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan, das durch anaerobe Fermentation von biogenen Abfällen und Energiepflanzen gewonnen wird, verzeichnete insbesondere durch die Einführung der Vergütungsboni für nachwachsende Rohstoffe und für Gülle im EEG 2004 und 2009 ein starkes Wachstum, welches sich mit der Verabschiedung des EEG 2012 und den darin beschlossenen Vergütungsabsenkung signifikant verlangsamte. Nach Einführung des EEG 2017 wird die Vergütung über Ausschreibungen geregelt. Hierbei kamen bisher neben Bestandsanlagen vor allem kleinere Anlagen auf Güllesubstratbasis zum Zug. Ende des Jahres 2021 waren nach Einschätzungen des DBFZ etwa 8.800 Biogasproduktionsanlagen in Betrieb, davon etwa 8.600 Anlagen im Zuge der Vor-Ort-Verstromung und ca. 220 Anlagen im Kontext der Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität zu Biomethan und an-

schließender Einspeisung ins Erdgasnetz. Im Kontext der Vor-Ort-Biogasverstromung waren zum Jahresende 2021 Energieanlagen (i. W. BHKW) mit einer installierten elektrischen Leistung von etwa 6.450 Megawatt in Betrieb (AGEE-Stat, 2022).

Biomethan wird zu ca. 90 Prozent zur Strom- und Wärmeerzeugung i. d. R. in Blockheizkraftwerken mit einem Wärmenutzungsgrad von nahezu 100 Prozent verwendet. Insgesamt waren Ende 2021 geschätzt etwa 1.200 Biomethan-BHKW mit einer el. Gesamtleistung von ungefähr 654 MW in Betrieb (AGEE-Stat, 2022).

Einhergehend mit der bis 2014 starken Zunahme des Energiepflanzenanbaus zur Biogas- und Biomethanproduktion kommt es zu regional unterschiedlich ausgeprägten Begleiterscheinungen mit negativen Umweltwirkungen, zunehmende Flächenkonkurrenzen (häufig verbunden mit dem Anstieg von Pachtpreisen) sowie nicht zuletzt mit Risiken für Umwelt und Klima durch Energiepflanzenanbau und durch nicht nach dem Stand der Technik betriebene Anlagen. Dies führt zu einer zunehmend differenzierten Bewertung und zu einer skeptischeren Einschätzung hinsichtlich der noch verbleibenden Wachstumspotenziale für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan.

Gleichzeitig wandeln sich die Erwartungen an die begrenzten, speicherbaren Ressourcen Biogas und Biomethan. Die Zukunft wird vor allem in der bedarfsgerechten, flexiblen Stromerzeugung zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung von Wind und PV gesehen.

4.7.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus Biogas und Biomethan wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 32 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.³⁴

Methodische Details zur Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016) entnommen werden.

Tabelle 33: Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

	2021 [GWh]
Biogas	28.189
Biomethan	3.133

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

4.7.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

³⁴ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Da der Großteil des Biogasanlagenbestands derzeit noch auf vornehmlich kontinuierlichen Betrieb mit einer Volllaststundenzahl über 7.000 ausgelegt ist, substituiert die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan überwiegend Steinkohle- und Gaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch Biogas und Biomethan nur ein vernachlässigbarer Anteil von Strom aus Braunkohle und kein Strom aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 34).

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 5) sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

Tabelle 34: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Biogas & Biomethan	0,0	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2019)

4.7.3 Emissionsfaktoren

Die Datenlage hinsichtlich der Emissionen im realen Betrieb von Biogas-BHKW ist sehr lückenhaft. Die mit der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan verbundenen Luftemissionen sind von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängig, welche in den folgenden Abschnitten kurz andiskutiert werden. Die wichtigsten sind:

- Substrat (NawaRo vs. Abfälle und Reststoffe³⁵),
- Leistungsgröße und Bauart der Blockheizkraftwerke (Wirkungsgrade, Einsatzregime, Motorschlupf, Zünd- und Stützfeuerung),
- Auslegung und Ausstattung der Anlage (gasdichte Abdeckung der Gärrestlager, Luftdichtheit der biogas- und methanführenden Anlagenteile (Fermenter/Gasspeicher und Gärrestlager), Notfackel, Umfang externer Wärmenutzung, Luftreinhalteverfahren wie Katalysatoren oder Nachverbrennung, Eigenstrombedarf und -bezug, Wärmespeicher),
- Art der Genehmigung (Immissionsschutzrecht oder Baurecht).

Wesentlichen Einfluss auf die Bilanzierungsergebnisse übt zunächst das zur Biogaserzeugung eingesetzte Substrat aus. Während biologisch abbaubare Abfälle, landwirtschaftliche Reststoffe oder Mist und Gülle die per Definition keine den Vorketten zugehörigen Anbauemissionen aufweisen, ist der Anbau, die Pflege und die Ernte von Energiepflanzen wie Mais, Weizen und Gräsern je nach Intensität der Landwirtschaft mit zum Teil erheblichen Umweltbelastungen verbunden. Neben dem Verbrauch von Diesel für landwirtschaftliche Maschinen und dem Energieaufwand für die Herstellung von Dünge-

³⁵ Die Reduktion der Methanemissionen aus Wirtschaftsdüngermanagement, die durch die Behandlung der Gülle in Biogasanlagen erzielt werden kann, wird abweichend zur RED II nicht durch einen „Bonus“ berücksichtigt.

und Pflanzenschutzmitteln führen insbesondere Lachgasemissionen infolge stickstoffhaltiger Kunstdünger zu relevanten THG-Emissionen.

Auf Basis der letzten DBFZ-Betreiberbefragung im Rahmen des EEG-Biomasse-Monitoring werden folgende Anteile der einzelnen Substrate angesetzt: Nachwachsende Rohstoffe (v. a. Energiemais) machen ca. 76 Prozent des energiebezogenen Substratmixes aus, auf landwirtschaftliche Exkremente wie Gülle entfallen 17 Prozent, sowie auf Bioabfall und auf industrielle und landwirtschaftliche Reststoffe ca. 7 Prozent des energiebezogenen Substrateinsatzes (Dotzauer, et al., 2022).

Neben der Wahl des Substrats ist die Effizienz der Biogasgewinnung und -nutzung eine relevante Einflussgröße. Wesentliche Einflussfaktoren auf die Gasausbeute sind u. a. Art und Beschaffenheit von Substrat und Anlagentechnik, hydraulische Verweilzeiten, Reaktorbelastung, Reaktortemperatur sowie der Einsatz von Gärhilfsstoffen. Die Effizienz der Biogas- und Biomethanverstromung ist von der Leistungsgröße, der Betriebsweise und nicht zuletzt dem Wartungszustand der Blockheizkraftwerke abhängig. Im Allgemeinen gilt, dass der Jahresnutzungsgrad mit der Anlagenleistung positiv und mit der Zahl an Startvorgängen, Stunden in Teillastbetrieb und längeren Wartungsintervallen negativ korreliert. Als Bauarten von Blockheizkraftwerken sind überwiegend Gas-Ottomotoren (ca. 3/4) und Zündstrahlmotoren (1/4) im Einsatz. Letztere setzen Pflanzenöl zur Zünd- und Stützfeuerung ein. Zur Ermittlung des elektrischen Nutzungsgrads der Referenzfälle (vgl. Tabelle 35) für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan wird der Energieeinsatz bei KWK-Anlagen entsprechend der Finnischen Methode auf Strom und Wärme aufgeteilt.

Als weitere potenzielle Quellen für anlagenbezogene diffuse Methan- und sonstigen Luftemissionen sind die Dichtheit des Gärrestlagers und des Gasspeichers, der Motorschlupf des BHKWs, das Vorhandensein von Überdrucksicherungen (Notfackel) und Oxidationskatalysatoren zu nennen (vgl. UBA, et al., 2012). Allgemein sind größere Biogasanlagen (nach TA-Luft genehmigt), die für ca. drei Viertel der Stromerzeugung aus Biogas stehen, aufgrund der spezifischen Investitionskosten im Verhältnis zum Ertrag, vor allem aber aufgrund der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungspflicht von Biogasanlagen in der Regel mit Einrichtungen zur Abgasnachbehandlung, mit Gasfackeln und gasdicht abgedecktem Gärrestlager ausgestattet.

Tabelle 35: Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan sowie geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix

Energieträger	Gärsubstrat	Technik	Immissionsschutz	eI. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Me- thode)	Eigen- strom- bedarf ³⁶	Erzeu- gungs- mix ³⁷
				[%]		
Biogas	Abfall, Reststoff	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	51	8,5	7
	Energiepflanzen	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	51	8,5	49

³⁶ abgeleitet aus BioEm (vgl. Kapitel 2.2.3)

³⁷ eigene Berechnung auf Basis von (Dotzauer, et al., 2022)

Energieträger	Gärssubstrat	Technik	Immissionsschutz	e. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Me- thode)	Eigen- strom- bedarf ³⁶	Erzeu- gungs- mix ³⁷
				[%]		
Biomethan	Energiepflanzen	Verbrennungs- motor BHKW	nach Baurecht genehmigt	51	8,5	27
	Gülle	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	51	8,5	11
	Gülle	Verbrennungs- motor BHKW	nach Baurecht genehmigt	51	8,5	6
	Abfall, Reststoff			58	15,5	11
	Energiepflanzen			58	15,5	83
	Gülle			58	15,5	6

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (Dotzauer, et al., 2022) und BioEm (IFEU, 2016)

Tabelle 36: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas/Biomethan

Biogas und Biomethan	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Biogas (Energiepflanzen) Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	90,543	20,448	1,440	0,112	0,104	0,018	0,124	0,007	0,036	0,012
Direkte	57,280	0,000	1,993	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	20,974	19,686	0,035	0,001	0,024	0,009	0,021	0,001	0,015	0,001
Gesamt	168,797	40,134	3,469	0,119	0,825	0,308	0,742	0,028	0,529	0,046
Biogas (Energiepflanzen) Verbrennungsmotor BHKW - nach Baurecht genehmigt										
Vorkette	115,619	20,880	2,021	0,144	0,106	0,018	0,126	0,007	0,036	0,012
Direkte	57,280	0,000	1,993	0,006	1,048	0,281	1,102	0,020	1,102	0,055
fremd. Hilfsenergie	20,974	19,686	0,035	0,001	0,024	0,009	0,021	0,001	0,015	0,001
Gesamt	193,873	40,566	4,049	0,151	1,178	0,309	1,249	0,028	1,153	0,069
Biogas (Gülle) Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	61,014	2,423	2,092	0,000	0,014	0,001	0,019	0,000	0,003	0,001
Direkte	57,280	0,000	1,993	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	20,974	19,686	0,035	0,001	0,024	0,009	0,021	0,001	0,015	0,001
Gesamt	139,268	22,109	4,121	0,007	0,735	0,292	0,637	0,021	0,497	0,035
Biogas (Gülle) Verbrennungsmotor BHKW - nach Baurecht genehmigt										

Biogas und Biomethan	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC										
											[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Vorkette	133,469	2,664	2,413	0,239	0,016	0,001	0,021	0,000	0,004	0,001										
Direkte	57,280	0,000	1,993	0,006	1,048	0,281	1,102	0,020	1,102	0,055										
fremd. Hilfsenergie	20,974	19,686	0,035	0,001	0,024	0,009	0,021	0,001	0,015	0,001										
Gesamt	211,724	22,350	4,441	0,245	1,087	0,292	1,143	0,021	1,120	0,057										
Biogas (Abfall, Reststoff) Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft																				
Vorkette	40,880	1,490	1,406	0,000	0,009	0,001	0,012	0,000	0,002	0,002										
Direkte	57,280	0,000	1,993	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033										
fremd. Hilfsenergie	20,955	19,668	0,035	0,001	0,024	0,009	0,021	0,001	0,015	0,001										
Gesamt	119,116	21,159	3,435	0,007	0,730	0,291	0,630	0,021	0,495	0,036										
Biomethan (Energiepflanzen)																				
Vorkette	102,354	23,076	1,629	0,127	0,134	0,020	0,163	0,008	0,052	0,015										
Direkte	28,292	0,000	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013										
fremd. Hilfsenergie	42,515	39,904	0,072	0,002	0,048	0,019	0,042	0,002	0,030	0,002										
Gesamt	173,161	62,980	2,679	0,133	0,327	0,040	0,412	0,011	0,212	0,030										
Biomethan (Gülle)																				
Vorkette	69,556	2,736	2,366	0,002	0,032	0,002	0,044	0,000	0,015	0,002										
Direkte	28,292	0,000	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013										
fremd. Hilfsenergie	42,515	39,904	0,072	0,002	0,048	0,019	0,042	0,002	0,030	0,002										
Gesamt	140,363	42,640	3,416	0,008	0,226	0,021	0,294	0,003	0,175	0,017										
Biomethan (Abfall, Reststoff)																				
Vorkette	46,635	1,674	1,601	0,000	0,027	0,001	0,038	0,000	0,015	0,002										
Direkte	28,292	0,000	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013										
fremd. Hilfsenergie	42,515	39,904	0,072	0,002	0,048	0,019	0,042	0,002	0,030	0,002										
Gesamt	117,442	41,578	2,651	0,006	0,221	0,021	0,287	0,003	0,175	0,017										

Quelle: ZSE (UBA, 2022), BioEM (IFEU, 2016)

Die im Nationalen Emissionsinventar (UBA, 2022) verwendeten brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb wurden im Rahmen eines Messprojekts für Biogasanlagen abgeleitet (DBFZ, 2011).

Für den Energieträger Biomethan wird die Annahme zugrunde gelegt, dass das in das Gasnetz eingespeiste Biomethan Erdgasqualität besitzt. Vor der Einspeisung anfallende Methanemissionen werden der Vorkette zugerechnet, sodass der direkte Emissionsfaktor für Biomethan dem direkten Emissionsfaktor für Erdgas entspricht (UBA, 2022).

Die Vorketten-Emissionen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan basieren auf der IFEU-Studie zur „Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)“ (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016). Die darin

enthaltenen Methanemissionen aus Gärrestlagern wurden dabei so modifiziert, sodass sie den im Treibhausgasinventar (UBA, 2022) verwendeten Schätzwerten nach (TI, 2016) für die einzelnen Erzeugungspfade entsprechen. Sie werden ergänzt mit den Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie, welche sich aus dem Eigenstrombedarf des jeweiligen Nutzungspfads ableiten (vgl. Tabelle 36).

4.7.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 37 und Tabelle 38 dargestellt.

Die genannte schwierige Datenlage hat zur Folge, dass die Emissionsbilanzierung von Biogas und Biomethan derzeit nur mit erheblichen Unsicherheiten abgebildet werden kann. So enthalten die Ergebnisse u.a. keine Emissionen, die sich durch direkte und indirekte Landnutzungsänderungen ergeben (vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Unter diesen Bedingungen resultiert derzeit eine Treibhausgasvermeidung in Höhe von ca. 13,3 Mio. t CO₂-Äq. und ein spezifischer Vermeidungsfaktor von 474 g CO₂-Äq. / kWh_{el} durch die Stromerzeugung aus Biogas. Im Falle von Biomethan liegen die netto vermiedenen Emissionen bei ca. 1,6 Mio. t CO₂-Äq. und der spezifischer Vermeidungsfaktor bei 518 g CO₂-Äq. / kWh_{el}. Durch das hohe Treibhausgaspotenzial von Methan und Lachgas ist bereits ohne Einbezug von Landnutzungsänderungen eine signifikant geringere spezifische Vermeidungswirkung gegenüber anderen erneuerbaren Energieträgern im Stromsektor festzustellen.

Aufgrund der heterogenen Zusammensetzung des Rohbiogases und der im Allgemeinen geringeren Anforderungen hinsichtlich Emissionen ist zudem die Bilanz der sonstigen Luftschadstoffe gegenüber fossilen Energieträgern negativ. Hinsichtlich der klassischen Säurebildner SO₂ und NO_x ist allerdings anzumerken, dass vermiedene NH₃-Emissionen aus alternativer Güllelagerung und -ausbringung aufgrund der Systemgrenzen (siehe Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) nicht berücksichtigt wurden.

Tabelle 37: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biogas

	brutto vermiedene Emissionen	verursachte Emissionen	netto vermiedene Emissionen	Netto-Vermeidungsfaktor
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
CO₂-Äq.	22.841.751	9.491.912	13.349.839	473,58
CO ₂	21.359.012	1.987.150	19.371.862	687,21
CH ₄	49.355	207.846	-158.491	-5,62
N ₂ O	380	6.359	-5.978	-0,21
SO₂-Äq.	25.352	50.878	-25.526	-0,91
SO ₂	9.869	16.865	-6.996	-0,25
NO _x	22.244	48.868	-26.624	-0,94
Staub	793	1.463	-670	-0,02
CO	4.697	40.180	-35.482	-1,26
NMVOC	1.478	2.829	-1.351	-0,05

Quelle: Eigene Berechnung

Tabelle 38: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biomethan

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	2.538.590	915.674	1.622.915	518,02
CO ₂	2.373.801	329.495	2.044.306	652,53
CH ₄	5.485	15.072	-9.587	-3,06
N ₂ O	42	619	-577	-0,18
SO₂-Äq.	2.818	1.715	1.102	0,35
SO ₂	1.097	204	893	0,28
NO _x	2.472	2.171	301	0,10
Staub	88	53	35	0,01
CO	522	1.140	-618	-0,20
NM VOC	164	153	11	0,00

Quelle: Eigene Berechnung

4.8 Flüssige Biomasse (Pflanzenöl)

Erste dezentrale, stationäre Anlagen zur Stromerzeugung aus Pflanzenöl nahmen insbesondere im Süden Deutschlands bereits in den 1980er Jahren ihren Betrieb auf. Neben diesen in der Regel wärmegeführten Blockheizkraftwerken im kleinen und mittleren Leistungsbereich zur Versorgung privater Haushalte, kleiner Gewerbebetriebe oder kommunaler Gebäude war vor allem in den Jahren 2005 bis 2008 ein kurzer, EEG-getriebener Ausbauboom von jährlich bis zu 800 Neuanlagen zu verzeichnen.

Die von einer Kombination von attraktiven Fördersätzen im EEG und niedrigen Weltmarktpreisen für Pflanzenöl (v. a. Palmöl) getriebenen Neubauten unterschieden sich von den bis dahin mit Rapsöl betriebenen BHKW durch deutlich größere Leistungen (ab 300 kW) und eine eher stromgeführte Betriebsweise. Mit dem Anstieg der Palmölpreise ab 2009 kam es jedoch zu zahlreichen Anlagenstilllegungen und einem damit verbundenen Einbruch der Strom- und Wärmeerzeugung aus Pflanzenöl.

4.8.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus flüssiger Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 39 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung³⁸.

³⁸ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Tabelle 39: Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöl)

	2021 [GWh]
flüssige Biomasse (Pflanzenöl)	202

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

Methodische Details zur Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016) entnommen werden.

4.8.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Die Stromerzeugung aus Pflanzenöl substituiert bei den derzeitigen Preisrelationen überwiegend Steinkohle- und Gaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch Pflanzenöl nur ein geringer Anteil von Strom aus Braunkohle und kein Strom aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 40).

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus der Nutzung flüssiger Biomasse lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 5) inkl. berücksichtigter Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

Tabelle 40: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
flüssige Biomasse	0,0	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2019)

4.8.3 Emissionsfaktoren

Die mit der Stromerzeugung aus Pflanzenöl verbundenen Emissionen sind im Wesentlichen von drei Einflussfaktoren abhängig:

- dem Substrat (Rapsöl vs. Palmöl)
- der Technik und Leistungsgröße der Blockheizkraftwerke (Wirkungsgrade, Einsatzregime)
- der Art der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung (ab 1 MW Feuerungswärmeleistung bzw. ca. 350 kW_{el} Genehmigungspflicht nach BImSchG, damit zusammenhängend Art der Abgasnachbehandlung)

Zum Substrateinsatz liegen Informationen (DBFZ, 2015) vor. Während in Anlagen bis 10 kW ausschließlich Rapsöl zum Einsatz kommt, sind Anlagen ab 150 kW, auf die derzeit über 80 Prozent der

installierten Leistung entfallen, in der Regel nur mit Palmöl wirtschaftlich zu betreiben. Unter Berücksichtigung der höheren Auslastung größerer Anlagen werden insgesamt ca. 95 Prozent Palmöl und lediglich ca. 5 Prozent Rapsöl eingesetzt.

Die Verstromung von Pflanzenölen erfolgt überwiegend in umgerüsteten Diesel-Serienmotoren. Die im realen Betrieb erzielten Jahresnutzungsgrade steigen mit zunehmender Anlagenleistung mit einer Sättigung bei ca. 41 Prozent im Leistungsbereich ab 400 kW_{el} stark an. In diesem Zusammenhang ist zu betonen, dass der Anlagenbestand zudem von der Leistungsklasse im Bereich 300 bis 400 kW_{el} dominiert wird, welche insbesondere im Gewerbe oder im Gartenbau vorzufinden ist. Diese Leistungsklasse weist einen hohen elektrischen Wirkungsgrad und eine Stromkennzahl um 1,0 auf. Da diese jedoch in der Regel knapp unterhalb der Schwelle für eine immissionsschutzrechtliche Genehmigungspflicht liegt, sind nur in wenigen Fällen Techniken zur Abgasnachbehandlung installiert.

Zur Ermittlung des elektrischen Nutzungsgrads der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse wird der Energieeinsatz bei KWK-Anlagen entsprechend der Finnischen Methode auf Strom und Wärme aufgeteilt (vgl. Tabelle 41).

Tabelle 41: Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix

Brennstoff	Technik	Immissionschutz	el. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf ³⁹ [%]	Erzeugungsmix ⁴⁰ [%]
Flüssige biogene Stoffe	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BlmSchV	44	2	0
Rapsöl	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	27	2	48
Palmöl	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	27	2	52

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (DBFZ, 2015) und BioEm (IFEU, 2016)

Die Vorketten-Emissionen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse basieren auf der IFEU-Studie „Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)“ (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016). Sie werden ergänzt mit den Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie, welche sich aus dem Eigenstrombedarf des jeweiligen Nutzungspfades ableiten (vgl. Tabelle 42).

³⁹ Annahmen auf Basis von BioEm (IFEU, 2016)

⁴⁰ Annahmen auf Basis von (DBFZ, 2015)

Tabelle 42: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse

Flüssige Biomasse	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Flüssige biogene Stoffe - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	2,931	0,000	0,003	0,011	0,440	0,270	0,244	0,014	0,151	0,006
fremd. Hilfsenergie	4,239	3,978	0,007	0,000	0,005	0,002	0,004	0,000	0,003	0,000
Gesamt	7,169	3,978	0,010	0,011	0,444	0,271	0,248	0,014	0,154	0,006
Rapsöl - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	140,194	77,760	0,141	0,221	0,259	0,080	0,257	0,015	0,067	0,021
Direkte	0,886	0,000	0,010	0,002	0,197	0,001	0,283	0,024	0,143	0,010
fremd. Hilfsenergie	2,575	2,417	0,004	0,000	0,003	0,001	0,003	0,000	0,002	0,000
Gesamt	143,654	80,177	0,156	0,223	0,459	0,082	0,543	0,039	0,212	0,031
Palmöl - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	106,190	59,400	0,564	0,117	0,628	0,270	0,515	0,069	0,082	0,024
Direkte	0,886	0,000	0,010	0,002	0,197	0,001	0,283	0,024	0,143	0,010
fremd. Hilfsenergie	2,575	2,417	0,004	0,000	0,003	0,001	0,003	0,000	0,002	0,000
Gesamt	109,651	61,817	0,578	0,119	0,829	0,272	0,800	0,093	0,227	0,034

Quelle: (UBA, 2022), BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016)

4.8.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Pflanzenöl errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 43 dargestellt.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch die Stromerzeugung aus Pflanzenöl Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 68.000 t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 336 g CO₂-Äq. / kWh_{el}. Die Ergebnisse berücksichtigen nicht die Emissionen, die sich durch Landnutzungsänderungen ergeben, wobei indirekte Effekte insbesondere bei Palmöl relevant sind (vgl. Kapitel Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.). In Hinblick auf Luftschadstoffemissionen ist die Emissionsbilanz bei der Verstromung von Pflanzenöl über den Gesamtlebenszyklus negativ.

Tabelle 43: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse

	brutto vermiedene Emissionen	verursachte Emissionen	netto vermiedene Emissionen	Netto-Vermeidungsfaktor
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
CO ₂ -Äq.	163.875	95.995	67.880	335,64
CO ₂	153.237	53.821	99.416	491,58
CH ₄	354	286	69	0,34
N ₂ O	3	129	-126	-0,62

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
SO₂-Äq.	182	496	-314	-1,55
SO₂	71	137	-67	-0,33
NO_x	160	515	-355	-1,76
Staub	6	51	-46	-0,23
CO	34	167	-134	-0,66
NMVOC	11	25	-14	-0,07

Quelle: Eigene Berechnung

4.9 Klärgas

Die Nutzung von Klärgas zur Stromerzeugung hat bereits vor Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes eingesetzt, wächst seitdem jedoch stetig an, zuletzt stagnierte sie. Hintergrund ist der starke Anreiz für die i. d. R. kommunalen Betreiber von Kläranlagen, durch eine anaerobe Klärschlammbehandlung den Energiebedarf für die Klärschlammstabilisierung zu reduzieren, den eigenen Strom- und Wärmebedarf zumindest zum Teil aus eigenen Quellen zu decken und zusätzliche Erlöse durch die Stromeinspeisung in das öffentliche Netz zu erzielen.

4.9.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus Klärgas wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 44 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁴¹ Methodische Details zur Stromerzeugung aus Klärgas können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016) entnommen werden.

Tabelle 44: Stromerzeugung aus Klärgas

	2021 [GWh]
Klärgas	1.577

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

4.9.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Klärgas werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

⁴¹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Da die anaerobe Klärschlammstabilisierung einen kontinuierlichen Betrieb erfordert, weisen Klärgas-BHKW relativ hohe Vollbenutzungsstunden auf (> 5.500 h/a). Die Stromerzeugung aus Klärgas substituiert bei den derzeitigen Preisrelationen überwiegend Steinkohlekraftwerke und in etwas geringem Umfang auch Braunkohle- und Erdgas-kraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch Klärgas nur ein vernachlässigbarer Anteil Strom aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 45).

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus der Nutzung von Klärgas lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 5) inkl. berücksichtigter Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

Tabelle 45: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Klärgas	0,0	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2019)

4.9.3 Emissionsfaktoren

Die Datenlage hinsichtlich der Emissionen aus dem realen Betrieb von Klärgas-BHKW ist als lückenhaft zu bezeichnen, zumal viele der Anlagen im niedrigen Leistungsbereich nicht genehmigungspflichtig nach der 4. BImSchV sind. Betreiber genehmigungspflichtiger Anlagen über 1 MW Feuerungswärmeleistung haben gleichwohl nach 11. BImSchV alle vier Jahre eine Emissionserklärung abzugeben.

Die im Nationalen Emissionsinventar (UBA, 2022) verwendeten brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb wurden im Rahmen eines Messprojekts für Biogasanlagen abgeleitet (DBFZ, 2011). Derzeit gibt es keine Hinweise, dass sich die Situation für Klärgas anders darstellt.

Die Emissionen aus der Vorkette werden per Definition gleich Null gesetzt, da es sich bei der anaeroben Klärschlammbehandlung um einen Abfallprozess handelt. Emissionen aus dem Fremdbezug von Hilfsenergie werden aus dem durchschnittlichen Eigenstrombedarf von Klärgas-BHKWs abgeleitet.

Tabelle 46: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Klärgas Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	32,947	0,000	1,124	0,006	0,416	0,108	0,443	0,015	0,648	0,061
fremd. Hilfsenergie	26,194	24,585	0,044	0,001	0,030	0,012	0,026	0,001	0,018	0,001
Gesamt	59,141	24,585	1,168	0,007	0,446	0,120	0,469	0,017	0,666	0,063

Quelle: (UBA, 2022)

Tabelle 47: Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus Klärgas (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)

	2021 [%]
Klärgas	53,9

Quelle: UBA auf Basis von (StBa, 2021)

4.9.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Klärgas errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 48 dargestellt.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch die Stromerzeugung aus Klärgas Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 1.1 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 701 g CO₂-Äq. / kWh_{el}.

Tabelle 48: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Klärgas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	1.277.854	172.661	1.105.193	700,77
CO ₂	1.194.906	71.776	1.123.129	712,15
CH ₄	2.761	3.411	-650	-0,41
N ₂ O	21	20	1	0,00
SO₂-Äq.	1.418	1.302	116	0,07
SO ₂	552	350	202	0,13
NO _x	1.244	1.368	-124	-0,08
Staub	44	49	-4	0,00
CO	263	1.945	-1.682	-1,07
NM VOC	83	183	-100	-0,06

Quelle: Eigene Berechnungen

Zur Reduktion versauernd wirkender Substanzen trägt die energetische Klärgasnutzung jedoch wenig bei. Aufgrund der höheren spezifischen Emissionen kleiner Verbrennungsmotoren im Vergleich zu Großkraftwerken ist die Emissionsbilanz hier negativ. Dies gilt auch in Hinblick auf weitere Luftschadstoffe wie Kohlenmonoxid und flüchtige organische Verbindungen wie zum Beispiel Formaldehyd, die zur Bildung von bodennahem Ozon beitragen können (so genannter Sommersmog).

4.10 Deponiegas

Deponiegas stammt aus der bakteriellen Umsetzung organischer Siedlungsabfälle, welche in Deponien unter anaeroben Bedingungen eingeschlossen sind. Die Oberflächen-Abdichtung von Deponien und die Fassung sowie Verwertung des entstehenden Deponiegases, stellt eine relevante Klimaschutzmaßnahme dar. Zusätzliche Emissionsminderungseffekte ergeben sich, wenn das entstehende Deponiegas nicht abgefackelt, sondern zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Die grundsätzlich verfügbare KWK-Wärme kann mangels Wärmesenken in räumlicher Nähe häufig jedoch nicht genutzt werden.

4.10.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Deponiegas wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 49 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung⁴². Methodische Details zur Stromerzeugung aus Deponiegas können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016) entnommen werden.

Tabelle 49: Stromerzeugung aus Deponiegas

	2021 [GWh]
Deponiegas	229

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

4.10.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Deponiegas werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Da Deponiegas nicht kontinuierlich anfällt, werden die zugehörigen BHKW nicht im Dauerbetrieb eingesetzt (ca. 2.000 h/a). Die Stromerzeugung aus Deponiegas substituiert bei den derzeitigen Preisrelationen überwiegend Steinkohlekraftwerke und in etwas geringerem Umfang auch Braunkohle- und Erdgaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch Deponiegas nur ein vernachlässigbarer Anteil von aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 50). Darüber hinaus wird von dem Modell die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb und die mit dem Pumpbetrieb verbundenen Speicherverluste berücksichtigt.

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus der Nutzung von Deponiegas lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 5) inkl. berücksichtigter Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

Tabelle 50: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
Deponiegas	0,0	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2019)

⁴² Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

4.10.3 Emissionsfaktoren

Die Datenlage hinsichtlich der Emissionen aus dem realen Betrieb von Deponiegas-BHKW ist besser als beispielsweise bei Klärgas, da viele Anlagen aufgrund ihrer Leistungsgröße nach der 44. BImSchV genehmigungspflichtig sind. Die Betreiber genehmigungspflichtiger Anlagen über 1 MW Feuerungswärmeleistung haben nach 11. BImSchV alle vier Jahre eine Emissionserklärung der zuständigen Behörde zu übermitteln.

Die im Nationalen Emissionsinventar (UBA, 2022) verwendeten brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb wurden im Rahmen eines Messprojekts für Biogasanlagen abgeleitet (DBFZ, 2011). Derzeit gibt es keine Hinweise, dass sich die Situation für Deponiegas anders darstellt.

Tabelle 51 Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas

	CO ₂ - Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM- VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Deponiegas Verbrennungsmotor BHKW – 44. BImSchV										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	32,947	0,000	1,124	0,006	0,422	0,144	0,400	0,004	0,644	0,035
fremd. Hilfsenergie	21,956	20,608	0,037	0,001	0,025	0,010	0,022	0,001	0,015	0,001
Gesamt	54,903	20,608	1,161	0,007	0,447	0,154	0,421	0,005	0,660	0,036

Quelle: (UBA, 2022)

Die Emissionen aus der Vorkette werden per Definition gleich Null gesetzt, da es sich bei der Deponiegasgewinnung um einen Abfallprozess handelt. Emissionen aus dem Fremdbezug von Hilfsenergie werden aus dem durchschnittlichen Eigenstrombedarf von Deponiegas-BHKWs abgeleitet.

Tabelle 52: Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus Deponiegas (Mittlung von Kondensations- und KWK-Betrieb)

	2021 [%]
Deponiegas	47,7

Quelle: UBA auf Basis von (StBa, 2021)

4.10.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Deponiegas errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 53 dargestellt.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch die Stromerzeugung aus Deponiegas Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 160.000 t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 701 g CO₂-Äq. / kWh_{el} bezogen auf die Brutto-Stromerzeugung bzw. Einspeisung in das öffentliche Stromnetz.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffemissionen leistet die Deponiegasnutzung nur einen geringen Minderungsbeitrag. In Hinblick auf weitere Luftschadstoffe wie Kohlenmonoxid und flüchtige organische Verbindungen wie zum Beispiel Formaldehyd, die zur Bildung von bodennahem Ozon beitragen können (so genannter Sommersmog), ist die Emissionsbilanz negativ. Die spezifischen Staubemissionen sind hingegen etwas geringer als zum Beispiel bei der Stromerzeugung in Kohlekraftwerken.

Tabelle 53: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Deponiegas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	185.391	24.967	160.423	701,17
CO ₂	173.356	9.371	163.985	716,74
CH ₄	401	528	-128	-0,56
N ₂ O	3	3	0	0,00
SO₂-Äq.	206	203	2	0,01
SO ₂	80	70	10	0,04
NO _x	181	192	-11	-0,05
Staub	6	2	4	0,02
CO	38	300	-262	-1,14
NM VOC	12	16	-4	-0,02

Quelle: Eigene Berechnungen

4.11 Biogener Anteil des Siedlungsabfalls

Durch das Verbot der Deponierung unbehandelter Siedlungsabfälle seit 2005 hat die energetische Verwertung des Siedlungsabfalls stark zugenommen. Die Stromerzeugung aus dem biologisch abbaubaren bzw. biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird im Einklang mit der EU-Verordnung über die Energiestatistik VO 1099/2008 und der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (2009/28/EG) als erneuerbare Energie ausgewiesen. Auf der Grundlage eines Fachgutachtens der TU Dresden im Auftrag des Umweltbundesamtes wird der biogene Anteil des Siedlungsabfalls auf Bundesebene mit 50 Prozent (energetisch) angesetzt (Hofmann, 2010).

4.11.1 Energiebereitstellung

Die Angabe zur Bruttostromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 54 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird.

Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁴³ Methodische Details zur Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls können der Dokumentation „Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“ (UBA, 2016) entnommen werden.

⁴³ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Tabelle 54: Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	2021 [GWh]
Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	5.805

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

4.11.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls werden mithilfe einer Simulation des europäischen Strommarkts ermittelt (vgl. Kapitel 2.2.8 und (Kunze, et al., 2019)). Bei der Berechnung wird der reale europäische Strommarkt in den Jahren 2013 bis 2021 mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen (kontrafaktisches Szenario).

Da die Anlagen zur energetischen Verwertung von Siedlungsabfällen in der Regel auf Dauerbetrieb ausgelegt sind, entsteht ein sehr gleichmäßiges Erzeugungsprofil. Bei den derzeitigen Preisrelationen werden hierbei überwiegend Steinkohlekraftwerke und in etwas geringerem Umfang auch Braunkohle- und Erdgaskraftwerke substituiert. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch den biogenen Anteil am Siedlungsabfall nur einen vernachlässigbaren Anteil aus Kernenergie verdrängt wird (vgl. Tabelle 55).

Tabelle 55: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	Kernenergie [%]	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
biogener Anteil des Siedlungsabfalls	0,0	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2019)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls lassen sich aufbauend auf die dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 5) inkl. berücksichtigter Nutzungsgrad-Abschläge, sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 6) berechnen.

4.11.3 Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Siedlungsabfällen sind nachfolgend dokumentiert. Sie werden dem Nationalen Emissionsinventar des Umweltbundesamtes entnommen und liegen dort je Einheit Primärenergie vor.

Emissionen aus der Vorkette und der benötigten fremdbezogenen Hilfsenergie werden per Definition gleich Null gesetzt, da die Aufwendungen zur Sammlung der Siedlungsabfälle ohnehin angefallen wären, d. h. auch bei einer bis zum Jahr 2005 zulässigen Deponierung. Verbleibende Emissionen aus der Zufuhr der Siedlungsabfälle im Heiz(kraft)werk sowie die Emissionen aus der Herstellung des Heiz(kraft)werks sind über den gesamten Lebenszyklus so gering, dass von einer Bilanzierung abgesehen wird.

Tabelle 56: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Biogener Siedlungsabfall - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 17. BImSchV										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	1,326	0,000	0,006	0,004	0,134	0,012	0,176	0,001	0,017	0,001
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	1,326	0,000	0,006	0,004	0,134	0,012	0,176	0,001	0,017	0,001

Quelle: (UBA, 2022)

Tabelle 57: Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)

	2021 [%]
biogener Anteil des Siedlungsabfalls	34,6

Quelle: UBA auf Basis von Destatis (StBa, 2021)

4.11.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 58 dargestellt. In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch die Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 4,7 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 806 g CO₂-Äq. / kWh_{el} bezogen auf die Brutto-Stromerzeugung. Bei den Luftschadstoffemissionen führt die Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls zu geringeren Emissionen als die verdrängte fossile Stromerzeugung.

Tabelle 58: Primärenergiebezogene Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls

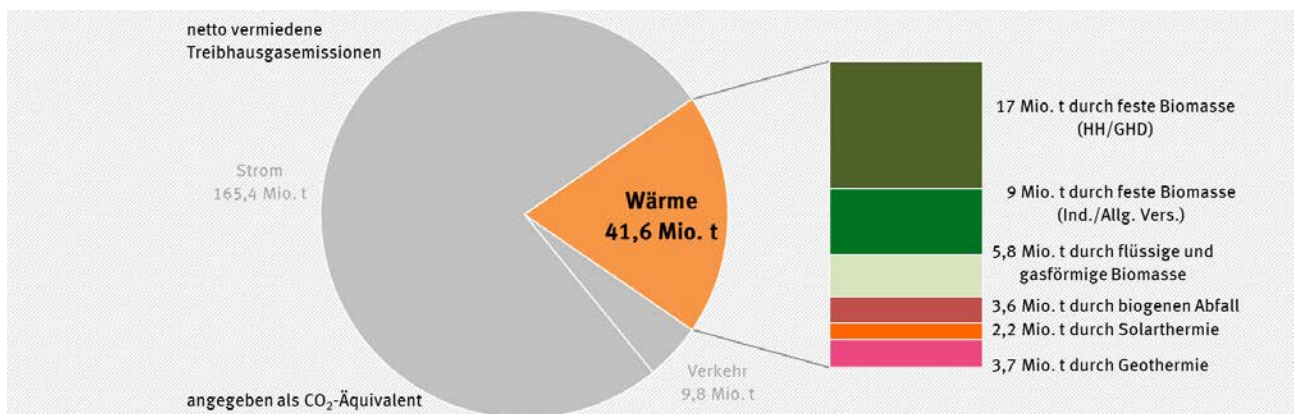
	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO ₂ -Äq.	4.703.384	22.500	4.680.884	806,41
CO ₂	4.398.072	0	4.398.072	757,69
CH ₄	10.163	110	10.053	1,73
N ₂ O	78	73	5	0,00
SO ₂ -Äq.	5.220	2.278	2.942	0,51
SO ₂	2.032	195	1.837	0,32
NO _x	4.580	2.993	1.588	0,27
Staub	163	14	150	0,03
CO	967	293	674	0,12
NM VOC	304	15	290	0,05

Quelle: Eigene Berechnung

5 Erneuerbare Energien im Wärmesektor

Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien im Wärmesektor wurden im Jahr 2021 Treibhausgasemissionen in Höhe von 41,6 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Von den drei untersuchten Sektoren (Strom, Wärme und Verkehr) trug der Verbrauch von Wärme aus erneuerbaren Energien etwa 19 Prozent zur Netto-Gesamtemissionsvermeidung an Treibhausgasemissionen bei. Die mit Abstand höchsten absoluten Emissionsvermeidungen wurden aufgrund des weitaus größten Einsatzes durch die verschiedenen Arten der Biomassennutzung erreicht, insbesondere durch den Einsatz von fester Biomasse zur Wärmeerzeugung in Haushalten, GHD, Industrie und allgemeiner Versorgung (insgesamt 25 Mio. t CO₂-Äq.) sowie durch den Einsatz von flüssiger und gasförmiger Biomasse (5,8 Mio. t CO₂-Äq.). Die Emissionseinsparung durch biogenen Abfall (3,6 Mio. t CO₂-Äq.), Solarthermie (2,2 Mio. t CO₂-Äq.) und Geothermie (3,6 Mio. t CO₂-Äq.) sind aufgrund der geringeren Verbreitung im Vergleich niedriger (siehe Abbildung 16).

Abbildung 16: Anteil des EE-Wärmeverbrauchs an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien



Quelle: Eigene Darstellung

In den folgenden Abschnitten wird nacheinander die Emissionsbilanz für die Wärmebereitstellung aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse sowie aus dem biogenen Anteil des Abfalls, aus Solarthermie und aus Geothermie im Detail erläutert. Diese Unterkapitel sind dabei stets gleich aufgebaut: Nach einer kurzen Einleitung werden die jeweils spezifischen Eingangsparameter der Endenergiebereitstellung sowie der Substitutions- und Emissionsfaktoren erläutert (vgl. auch Kapitel 2.2) bevor die Ergebnisse der Emissionsbilanz des jeweiligen erneuerbaren Energieträgers nach der in Kapitel 2.1 erläuterten Methodik dargestellt werden.

Zur besseren Einordnung der Ergebnisse werden vorweg die primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren (Tabelle 59) aufgeteilt nach direkten Emissionsfaktoren und Emissionsfaktoren aus der Vorkette inkl. fremdbezogener Hilfsenergie sowie die dazugehörigen mittleren Brutto-Nutzungsgrade (Tabelle 60) der verdrängten konventionellen Wärmeerzeugung dargestellt. Die direkten primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren wurden auf Basis des Nationalen Emissionsinventars (UBA, 2022) abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) ergänzt. Die Ableitung des durchschnittlichen Emissionsfaktors zum Strommix beruht auf einer Auswertung des Nationalen Emissionsinventars (UBA, 2017b). Aus der amtlichen Statistik (StBa, 2021) leiten sich wiederum die mittleren Brutto-Nutzungsgrade der konventionellen Stromerzeugung ab.

Tabelle 59: Mittlere Brutto-Nutzungsgrade der Wärmebereitstellung aus konventionellen Energieträgern (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)

Sektor	Heizöl / Diesel [%]	Erdgas [%]	Steinkohlen [%]	Braunkohle- briketts [%]	Strom (inkl. NV) [%]	Fernwärme (inkl. NV) [%]
private Haushalte / GHD	86	92	74	74	98	96
Industrie / Allgemeine Versorgung	81	81	59	79	98	96

Quelle: UBA auf Basis von (StBa, 2021)

Tabelle 60: Emissionsfaktoren⁴⁴ der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten, im GHD-Sektor und der Industrie

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Heizöl / Diesel										
Vorkette	45,748	43,448	0,069	0,001	0,153	0,088	0,093	0,014	0,088	0,040
Direkte	266,998	266,472	0,000	0,002	0,113	0,008	0,150	0,003	0,043	0,005
Gesamt	312,746	309,920	0,069	0,003	0,265	0,096	0,243	0,017	0,130	0,045
Erdgas										
Vorkette	42,157	20,439	0,772	0,000	0,047	0,010	0,053	0,010	0,032	0,022
Direkte	201,517	200,974	0,011	0,001	0,052	0,001	0,074	0,000	0,048	0,002
Gesamt	243,673	221,413	0,783	0,001	0,099	0,011	0,127	0,010	0,080	0,024
Steinkohle										
Vorkette	56,797	18,094	1,370	0,001	0,025	0,011	0,019	0,003	0,040	0,001
Direkte	375,890	351,420	0,482	0,041	1,541	1,388	0,220	0,067	12,319	0,241
Gesamt	432,687	369,515	1,852	0,043	1,566	1,399	0,239	0,069	12,359	0,242
Braunkohlenbriketts										
Vorkette	59,055	55,199	0,018	0,013	0,054	0,028	0,038	0,077	0,051	0,004
Direkte	386,027	357,163	0,854	0,019	1,732	1,514	0,313	0,286	8,458	0,569
Gesamt	445,082	412,362	0,872	0,031	1,787	1,542	0,352	0,364	8,509	0,572

⁴⁴ Vorkette – Emissionsfaktor der Vorkette inkl. fremdbezogener Hilfsenergie, Direkte – Emissionsfaktoren aus dem direkten Anlagenbetrieb

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Fernwärme-Mix										
Vorkette	42,610	19,518	0,819	0,001	0,040	0,011	0,042	0,060	0,032	0,031
Direkte	252,609	249,352	0,072	0,005	0,204	0,080	0,177	0,003	0,036	0,008
Gesamt	295,219	268,870	0,891	0,005	0,244	0,091	0,219	0,063	0,068	0,040
Strom (inkl. Netzverluste)										
Vorkette	57,06	34,86	0,660	0,014	0,126	0,041	0,122	0,013	0,169	0,014
Direkte	427,83	420,25	0,159	0,012	0,426	0,178	0,355	0,009	0,169	0,014
Gesamt	484,89	455,11	0,819	0,026	0,551	0,219	0,477	0,022	0,338	0,027

Quelle: (UBA, 2022), (Baumann & Schuller, 2021), GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) (UBA, 2017b)

5.1 Feste Biomasse (private Haushalte und GHD⁴⁵)

Biogene Festbrennstoffe, d. h. vor allem holzbasierte Festbrennstoffe, werden in Deutschland seit langem zur Wärmeerzeugung im Bereich privater Haushalte und im geringeren Umfang auch im GHD-Sektor eingesetzt. Von den etwa 15 Mio. Holzfeuerstätten in privaten Haushalten wird der überwiegende Anteil lediglich als Zusatz- bzw. Nebenheizungen betrieben. Langjährig unterstützt durch das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien (MAP) hat jedoch auch die Verbreitung von Zentralheizungen (Heizkesseln) für biogene Festbrennstoffe in den letzten Jahren zugenommen. Gleiches trifft auf automatisch beschickte Holzhackschnitzel- und Pelletfeuerungen zu.

5.1.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus fester Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 61 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁴⁶

Die angegebene Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor bezieht sich auf die zur Wärmeerzeugung eingesetzte Endenergie. Dies ist analog zu der Bilanzierung fossiler Brennstoffe wie Heizöl oder Erdgas in der deutschen Energiebilanz. Da keine amtliche Erfassung des Energieverbrauchs privater Haushalte und im GHD-Bereich besteht, muss auf Zusatzerhebungen und Verbandsangaben zurückgegriffen werden.

Die Zeitreihe des Endenergieverbrauchs von fester Biomasse zur Wärmeerzeugung in privaten Haushalten wurde auf Basis empirischer Erhebungen des Thünen-Instituts zum gesamten Holzeinsatz neu berechnet. Dies gilt gleichermaßen für den GHD-Sektor.

⁴⁵ Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (einschl. Militär)

⁴⁶ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Die für die Emissionen relevante Unterteilung nach dem Einsatz in Einzelfeuerungen oder zentralen Scheitholzkesseln erfolgt für beide Verbrauchssektoren auf Basis eines UFOPLAN-Vorhabens des Umweltbundesamtes (Tebert, Volz, & Töfge, 2016).

Tabelle 61: Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor⁴⁷

	2021 [GWh]
feste Biomasse (private Haushalte und GHD) gesamt	98.820
davon eingesetzt in Einzelfeuerungen	51.357
davon eingesetzt in Zentralfeuerungen	33.253
davon Pellets	14.210

Quelle: (AGEE-Stat, 2022), (DEPI, 2022)

5.1.2 Substitutionsfaktoren

Im Forschungsvorhaben „Untersuchung zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich Wärme“ (Ortner, et al., 2022) wurden die Substitutionsbeziehungen der festen Biomassen für private Haushalte und dem GHD Sektor abgeleitet. Die Ermittlung der durch den Holzeinsatz in privaten Haushalten substituierten fossilen Energieträger stellt insgesamt eine große Herausforderung dar. Ursache hierfür ist die große Zahl und Vielfalt an dezentralen Versorgungsstrukturen und Nutzerverhalten sowie die im Allgemeinen unbefriedigende energiestatistischen Datenlage zum Energieverbrauch privater Haushalte.

Für die privaten Haushalte erfolgte eine Ableitung sogenannter Übergangswahrscheinlichkeiten anhand der IWU-Studie zur „Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016“ (Cischinsky & Diefenbach, 2018) (Diefenbach, Cischinsky, Rodenfeld, & Clausnitzer, 2010). Hierbei wurden die Substitutionsfaktoren anhand der vorher installierten Heizsysteme ermittelt. Darüber hinaus wurden weitere Datenquellen erschlossen, um die Rolle von Zusatzheizungen auf Basis von Biomasse zu analysieren (Köhler, et al., 2018) (Döring, Glasenapp, & Mantau, 2020). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Einzelraumfeuerungen in der Regel zusätzlich zu einem primären Heizungssystem eingesetzt werden. Es lässt sich beobachten, dass der gesamte Endenergieverbrauch in Gebäuden mit zusätzlicher Einzelraumfeuerung über jenem von Gebäuden ohne Einzelraumfeuerung liegt. Ursächlich hierfür ist das Motiv der Behaglichkeit der Nutzer beim Einsatz der Einzelfeuerungen. Dieser ermittelte Mehrverbrauch in Höhe von ca. 29% ist dabei nicht substitutionswirksam (vgl. Kapitel 2.2.4 (Ortner, et al., 2022)).

Die Substitutionsfaktoren für den GHD-Sektor wurden ebenfalls im Forschungsvorhaben (Ortner, et al., 2022) über Pauschalfaktoren anhand des Prognos Industrie- und GHD-Datenmodell (Kemmler, et al., 2021) abgeleitet. Bei diesem Ansatz werden die Substitutionsfaktoren als Residualmix der nicht-erneuerbaren Energieträger hergeleitet.

Tabelle 62 fasst die abgeleiteten Substitutionsfaktoren für die Einzel- und Zentralfeuerungen zusammen. Im Fall der Zentralfeuerung wurden die sektorspezifischen Substitutionsfaktoren anhand Ihrer Endenergieverbrauchsanteile aggregiert.

⁴⁷ ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

Tabelle 62: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor in Bezug auf die angewendete Technik

Technik	Heizöl/Diesel [%]	Erdgas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Strom [%]	Fernwärme [%]
Einzelf Feuerungen	26,2	36,9	0,0	0,0	4,7	3,1
Zentralfeuerung	55,4	25,9	1,2	1,2	14,1	2,2

Quelle: UBA auf Basis von (Ortner, et al., 2022)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 59) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60) berechnen.

5.1.3 Emissionsfaktoren

Aufgrund der Vielzahl an dezentralen Kleinf Feuerungsanlagen liegen weder für den Einsatz fossiler Energieträger noch für den Einsatz holzbasierter Energieträger repräsentative Messergebnisse für die betrachteten Schadstoffe vor.

Im Folgenden wird daher auf ein im Auftrag des Umweltbundesamts erstelltes Forschungsvorhaben „Effiziente Bereitstellung aktueller Emissionsdaten für die Luftreinhaltung“ (Struschka, Kilgus, Sprigmann, & Baumbach, 2008) und dessen Aktualisierung (Tebert, Volz, & Töfge, 2016) zurückgegriffen. Auch wenn die ermittelten Daten mit Unsicherheiten verbunden sind, werden sie als derzeit beste verfügbare Datenquellen im Rahmen des Nationalen Emissionsinventars verwendet (UBA, 2022).

Unter Berücksichtigung von Geräteart, Leistung, Betriebsweise und Altersstruktur wurden in den Studien gerätespezifische Emissionsfaktoren des Anlagenbetriebes ermittelt. Diese direkten Emissionsfaktoren werden im Folgenden mit den Vorkettenemissionen aus dem UBA-Forschungsvorhaben „Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)“ (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) und den berechneten Emissionen aus der fremdbezogenen Hilfsenergie ergänzt (vgl. Kapitel 2.2.3). Trotz der Diskussion um „carbon debts“ bei der energetischen Nutzung von Waldholz (Agostini, Giuntoli, & Boulamanti, 2013; Brack, 2017; Bäck et al., 2017) wird angenommen, dass die Entnahme von Waldholz aufgrund der nachhaltigen Waldwirtschaft in Deutschland treibhausgasneutral erfolgt, so dass lediglich die energetischen Aufwendungen für die Ernte, den Transport und die Aufbereitung des Holzes zu Buche schlagen. Dabei ist festzuhalten, dass im Rahmen der Bilanzierung die Ist-Situation bzw. das Bestandssystem betrachtet wird. Bei einer Ausweitung der Waldholznutzung wäre der Umstand einer nachhaltigen Waldwirtschaft ggf. verletzt, wodurch der Verbrennungsprozess nicht mehr in jedem Fall mit 0 g CO₂/ kWh angesetzt werden könnte (vgl. hierzu Kapitel 2.3.3).

Die verwendeten durchschnittlichen Nutzungsgrade der Referenzfälle (siehe Tabelle 63) leiten sich aus den ermittelten Jahresnutzungsgraden vom ITG aus dem Forschungsvorhaben (Ortner, et al., 2022) ab.

Tabelle 63: Durchschnittlicher Nutzungsgrad der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor

Brennstoff / Technik	Eigenstrombedarf [%]	Durchschnittlicher Nutzungsgrad [%]
Brennholz Einzelfeuerung	0	60,0
Brennholz Kessel	1	70,0
Briketts Einzelfeuerung	0	60,0
Briketts Kessel	2	70,0
Holzhackschnitzel Einzelfeuerung	0	60,0
Holzhackschnitzel Kessel klein (< 50kW)	2	75,0
Holzhackschnitzel Kessel groß (> 50kW)	2	80,0
Pellets Einzelfeuerung	1	80,0
Pellets Kessel	2	80,0

Quelle: UBA auf Basis von (Ortner, et al., 2022)

Tabelle 64: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor

Brennstoff/ Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Brennholz - Einzelfeuerungen										
Vorkette	9,472	8,964	0,014	0,000	0,057	0,005	0,076	0,002	0,020	0,007
Direkte	15,564	0,000	0,491	0,007	0,169	0,031	0,199	0,314	7,383	0,676
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	25,036	8,964	0,505	0,007	0,227	0,036	0,274	0,316	7,402	0,682
Brennholz - Kessel										
Vorkette	9,472	8,964	0,014	0,000	0,057	0,005	0,076	0,002	0,020	0,007
Direkte	1,333	0,000	0,038	0,001	0,282	0,018	0,379	0,116	2,008	0,068
fremd. Hilfsenergie	3,394	3,186	0,006	0,000	0,004	0,002	0,003	0,000	0,002	0,000
Gesamt	14,200	12,150	0,058	0,002	0,343	0,025	0,458	0,118	2,030	0,075
Briketts (Holz) - Einzelfeuerungen										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,381	0,000	0,004	0,001	0,337	0,018	0,457	0,097	0,805	0,007
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	10,608	9,576	0,018	0,002	0,440	0,045	0,568	0,103	0,867	0,019
Briketts (Holz) - Kessel										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,332	0,000	0,002	0,001	0,261	0,016	0,353	0,050	0,720	0,010

Brennstoff/ Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
fremd. Hilfsenergie	6,789	6,372	0,011	0,000	0,008	0,003	0,007	0,000	0,005	0,000
Gesamt	17,348	15,948	0,028	0,002	0,373	0,046	0,470	0,056	0,787	0,022
Holz hackschnitzel - Einzelfeuerungen										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	0,413	0,000	0,005	0,001	0,266	0,016	0,360	0,083	0,628	0,009
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	16,156	14,904	0,030	0,002	0,358	0,024	0,480	0,085	0,653	0,018
Holz hackschnitzel - kleiner Kessel										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	0,413	0,000	0,005	0,001	0,266	0,016	0,360	0,083	0,628	0,009
fremd. Hilfsenergie	7,273	6,827	0,012	0,000	0,008	0,003	0,007	0,000	0,005	0,000
Gesamt	23,430	21,731	0,043	0,002	0,366	0,027	0,487	0,085	0,658	0,018
Holz hackschnitzel - große Kessel										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	0,418	0,000	0,005	0,001	0,276	0,016	0,374	0,043	1,025	0,010
fremd. Hilfsenergie	7,273	6,827	0,012	0,000	0,008	0,003	0,007	0,000	0,005	0,000
Gesamt	23,435	21,731	0,043	0,002	0,376	0,027	0,501	0,046	1,055	0,019
Pellets - Einzelfeuerungen										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,381	0,000	0,004	0,001	0,337	0,018	0,457	0,097	0,805	0,007
fremd. Hilfsenergie	3,879	3,641	0,007	0,000	0,004	0,002	0,004	0,000	0,003	0,000
Gesamt	14,488	13,217	0,025	0,002	0,445	0,047	0,572	0,103	0,870	0,019
Pellets - Kessel										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,331	0,000	0,002	0,001	0,234	0,018	0,310	0,061	0,507	0,004
fremd. Hilfsenergie	7,758	7,282	0,013	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,005	0,000
Gesamt	18,316	16,858	0,030	0,002	0,346	0,049	0,428	0,067	0,574	0,016

Quelle: UBA auf Basis von BioEM (IFEU, 2016)

5.1.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die brennstoff- bzw. feuerungstypspezifischen Netto-Emissionsbilanzen der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten errechnen sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 65 bis Tabelle 67 dargestellt.

Insgesamt werden durch die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in den privaten Haushalten und dem GHD-Sektor Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 17,3 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Etwa 33 Prozent lassen sich den Einzelfeuerungen, ca. 45 Prozent den Zentralfeuerungen und etwa 22 Prozent den Pelletfeuerungen zuordnen.

Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt bei Einzelfeuerungen aufgrund des hohen Substitutionsanteils von Erdgas nur knapp 112 g CO₂-Äq. / kWh_{th}. Zentralfeuerungen ersetzen überwiegend Heizöl und weisen ebenfalls nur geringe Vorkettenemissionen auf, so dass sich insgesamt ein spezifischer Treibhausgas-Vermeidungsfaktor von 235 g CO₂-Äq. / kWh_{th} ergibt. Holzpelletkessel weisen aufgrund ihrer höheren Nutzungsgrade sogar einen Netto-Vermeidungsfaktor von ca. 261 g CO₂-Äq. / kWh_{th} auf.

Im Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe ist festzuhalten, dass mit dem Einsatz fester Biomasse gegenüber allen substituierten Energieträgern außer Erdgas geringere Schwefeldioxidemissionen verbunden sind. Bei Stickoxiden ist die Emissionsbilanz insbesondere bei Zentralfeuerungsanlagen jedoch leicht negativ.

Hinsichtlich weiterer Luftschadstoffe sind vor allem die hohen Staub- und Kohlenmonoxid-Emissionen aus dem Betrieb von Einzelfeuerstätten hervorzuheben. Mit der Novelle der 1. BImSchV im Jahr 2010 wurden die diesbezüglichen Emissionsgrenzwerte jedoch bereits deutlich verschärft. Demnach sind die Betreiber nach einer längeren Übergangszeit zu einem Austausch bzw. Nachrüstung der Anlagen, die die neuen Emissionsgrenzwerte nicht einhalten können, verpflichtet.

Tabelle 65: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Einzelfeuerungen (private Haushalte und GHD)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	6.996.376	1.258.690	5.737.686	111,72
CO ₂	6.621.064	461.492	6.159.572	119,94
CH ₄	12.531	25.043	-12.512	-0,24
N ₂ O	92	362	-270	-0,01
SO₂-Äq.	4.803	12.054	-7.251	-0,14
SO ₂	1.463	1.867	-404	-0,01
NO _x	4.798	14.636	-9.838	-0,19
Staub	393	15.782	-15.388	-0,30
CO	2.784	368.014	-365.229	-7,11
NMVOG	804	34.026	-33.222	-0,65

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 66: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in zentralen Kessel (private Haushalte und GHD)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	8.428.887	602.478	7.826.410	235,36
CO ₂	8.039.371	539.909	7.499.462	225,53
CH ₄	12.307	1.689	10.618	0,32
N ₂ O	170	58	112	0,00
SO₂-Äq.	7.121	11.760	-4.640	-0,14
SO ₂	2.711	874	1.837	0,06
NO _x	6.335	15.641	-9.307	-0,28
Staub	510	3.385	-2.875	-0,09
CO	7.422	46.779	-39.357	-1,18
NMVOC	1.040	1.645	-606	-0,02

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 67: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Pellets (private Haushalte und GHD)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	3.970.321	256.264	3.714.057	261,37
CO ₂	3.798.883	235.819	3.563.064	250,74
CH ₄	5.353	415	4.938	0,35
N ₂ O	81	33	48	0,00
SO₂-Äq.	3.344	4.942	-1.598	-0,11
SO ₂	1.229	678	551	0,04
NO _x	3.038	6.126	-3.088	-0,22
Staub	224	947	-724	-0,05
CO	2.816	7.736	-4.920	-0,35
NMVOC	465	226	240	0,02

Quelle: Eigene Berechnungen

5.2 Feste Biomasse (Industrie)

In der Holzverarbeitenden Industrie, aber auch in der Papier- und Möbelindustrie fällt in großem Umfang Restholz wie Schwarten, Späne, Schwarzlaube, Verpackungsholz, Verschnitt oder Rinde an. Die energetische Nutzung dieser kostengünstig verfügbaren Brennstoffpotenziale zur Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme (z. B. für die technische Holz Trocknung) hat in Deutschland eine lange Tradition.

Mit dem Anstieg der Energiepreise für fossile Energien war eine Ausweitung der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse verbunden.

5.2.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus fester Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 68 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁴⁸

Die angegebene Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie bezieht sich - analog zur Bilanzierung fossiler Brennstoffe wie Heizöl oder Erdgas in der deutschen Energiebilanz - auf die zur Wärmeerzeugung in Industriebetrieben eingesetzte Endenergie. Die Angaben beruhen auf der von den statistischen Landesämtern durchgeführten Vollerhebung über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden (StBa, 2021b).

Hinsichtlich der Feuerungsanlagen ist zu beachten, dass die Mehrzahl der Anlagen zwar Industriekessel zur ungekoppelten Wärmeerzeugung sind, jedoch der überwiegende Teil des Brennstoffeinsatzes auf industriellen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen entfällt.

Tabelle 68: Wärmebereitstellung (Endenergie) aus fester Biomasse in der Industrie

	2021 [GWh]
feste Biomasse (Industrie)	25.972

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

5.2.2 Substitutionsfaktoren

Wie bereits am Anfang des Kapitels 5.2 ausgeführt, konzentrieren sich die energetisch genutzten Stoffströme vor allem auf die Wirtschaftszweige Papier- und Zellstoffindustrie (Schwarzlauge), Holzindustrie (Sägerestholz) und Verarbeitung von Steinen und Erden (biogener Industrieabfall).

Die Substitutionsfaktoren für den Industrie-Sektor wurden im Forschungsvorhaben „Untersuchung zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich Wärme“ (Ortner, et al., 2022) über Pauschalfaktoren anhand des Prognos Industrie- und GHD-Datenmodell (Kemmler, et al., 2021) abgeleitet. Bei diesem Ansatz werden die Substitutionsfaktoren als Residualmix der nicht-erneuerbaren Energieträger hergeleitet.

Tabelle 69: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie in Bezug auf die angewendete Technik

Technik	Heizöl/Diesel [%]	Erdgas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Strom [%]	Fernwärme [%]
feste Biomasse (Industrie)	5,0	61,0	2,1	2,0	13,9	16,0

⁴⁸ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Quelle: UBA auf Basis von (Ortner, et al., 2022)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 61) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 62) berechnen.

5.2.3 Emissionsfaktoren

Trotz der Vielfalt und technischen Einzigartigkeit der industriellen Biomasseheiz(kraft)werke in Deutschland können wenige idealtypische Referenzfälle abgeleitet und diesen ein geschätzter Anteil der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse zugeordnet werden. Die Grundlagen hierfür wurden auf einem im Sommer 2011 gemeinsam von UBA, BMU, AGEE-Stat und dem Deutschen Biomasseforschungszentrum durchgeführten Workshop erarbeitet (UBA, 2012).

Anschließend wurden die für den Endenergiemix relevanten Referenzfälle mit BioEM modelliert (vgl. Kapitel 2.2.3). Während die Vorketten der Brennstoffbereitstellung hierbei unverändert von BioEM übernommen wurden, sind die Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb dem Nationalen Emissionsinventar entnommen. Allerdings liegen die Emissionsfaktoren dort nicht differenziert nach Brennstoffen, sondern nach immissionsrechtlicher Genehmigung der Anlage nach 17. BImSchV, 13. BImSchV, 4. BImSchV (TA-Luft) oder 1. BImSchV vor. Je nach Brennstoffeigenschaften und Luftreinhalte-techniken können die realen Emissionen im Einzelfall daher erheblich von den hier unterstellten, durchschnittlichen Faktoren abweichen.

Zur Ermittlung des elektrischen Nutzungsgrads der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie wird der Energieeinsatz bei KWK-Anlagen entsprechend der Finnischen Methode auf Strom und Wärme aufgeteilt.

In Hinblick auf die Brennstoffe ist per Definition festgelegt, dass die Vorkettenemissionen von Industrieresthölzern, Schwarzlauge und biogenen Industrieabfällen null entsprechen. Bei zugekauften Brennstoffen wie Altholz werden lediglich die Aufwendungen für Aufbereitung und Transport berücksichtigt. Importe biogener Festbrennstoffe sind für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie gegenwärtig noch von untergeordneter Bedeutung.

Des Weiteren wird trotz der Diskussion um „carbon debts“ bei der energetischen Nutzung von Waldholz (Agostini, Giuntoli, & Boulamanti, 2013; Brack, 2017; Bäck et al., 2017) angenommen, dass die Entnahme von Waldholz aufgrund der nachhaltigen Waldwirtschaft in Deutschland treibhausgasneutral erfolgt, so dass lediglich die energetischen Aufwendungen für die Ernte und den Transport des Holzes zu Buche schlagen. Dabei ist festzuhalten, dass im Rahmen der Bilanzierung die Ist-Situation bzw. das Bestandsystem betrachtet wird. Bei einer Ausweitung der Waldholznutzung wäre der Umstand einer nachhaltigen Waldwirtschaft ggf. verletzt, wodurch der Verbrennungsprozess nicht mehr in jedem Fall mit 0 g CO₂/ kWh angesetzt werden könnte (vgl. hierzu Kapitel 2.3.3).

Tabelle 70: Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Endenergiemix

Brennstoff	Technik ⁴⁹	Immissions-schutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigen- strombe- darf ⁵⁰ [%]	Erzeu- gungs- mix ⁵¹ [%]
Altholz	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	17. BImSchV	86	2	13,8
Industrierestholz	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	TA-Luft	93	2	3,1
Industrierestholz	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	13. BImSchV	93	2	1,0
Industrierestholz	Organic Rankine Cycle	TA-Luft	93	2	1,0
Industrierestholz	Kessel	-	82	2	29,6
Schwarz-, Brenn-, Sulfi- tabelle	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	13. BImSchV	97	2	16,0
Pellets (Holz)	Kessel	-	84	2	2,0
Pellets (Holz)	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	82	2	0,0
Waldrestholz	Kessel	-	79	2	19,4
Waldrestholz	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	TA-Luft	96	2	9,8
Klärschlamm	Kessel	-	74	2	2,9
Klärschlamm	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	17. BImSchV	63	2	1,4

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (UBA, et al., 2012), (UBA, 2022), BioEm (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) und (StBa, 2021b)

⁴⁹ DT- Dampfturbine, BHKW-Blockheizkraftwerk

⁵⁰ eigene Annahmen auf Basis von BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016)

⁵¹ eigene Annahmen auf Basis von (StBa, 2021b)

Tabelle 71: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Altholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 17. BImSchV										
Vorkette	11,534	10,944	0,018	0,000	0,066	0,006	0,086	0,001	0,016	0,005
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	8,304	7,794	0,014	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	23,809	18,738	0,072	0,012	0,362	0,061	0,433	0,006	0,089	0,008
Industrie-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	10,488	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,581	8,054	0,015	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	23,039	18,062	0,069	0,012	0,447	0,043	0,582	0,069	0,225	0,135
Industrie-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	10,488	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,581	8,054	0,015	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	23,039	18,062	0,069	0,012	0,447	0,043	0,582	0,069	0,225	0,135
Industrie-Restholz - Organic Rankine Cycle - TA-Luft										
Vorkette	10,488	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	9,055	8,499	0,015	0,000	0,010	0,004	0,009	0,000	0,006	0,001
Gesamt	23,514	18,507	0,069	0,012	0,448	0,043	0,582	0,069	0,225	0,135
Industrie-Restholz - Kessel										
Vorkette	10,454	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	4,208	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,087	6,616	0,014	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,005	0,000
Gesamt	21,749	16,624	0,068	0,012	0,447	0,043	0,581	0,069	0,224	0,135
Schwarzlauge - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	1,111	0,000	0,009	0,003	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	9,396	8,819	0,016	0,000	0,011	0,004	0,009	0,000	0,007	0,001
Gesamt	10,506	8,819	0,025	0,004	0,389	0,038	0,504	0,068	0,212	0,130
Pellets - Kessel										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,331	0,000	0,002	0,001	0,234	0,018	0,310	0,061	0,507	0,004

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
fremd. Hilfsenergie	7,758	7,282	0,013	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,005	0,000
Gesamt	18,316	16,858	0,030	0,002	0,346	0,049	0,428	0,067	0,574	0,016
Pellets - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	5,345	0,000	0,002	0,020	0,266	0,018	0,356	0,115	0,396	0,003
fremd. Hilfsenergie	8,242	7,736	0,014	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	23,815	17,312	0,030	0,021	0,379	0,049	0,475	0,121	0,464	0,015
Wald-Restholz - Kessel										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,631	7,163	0,013	0,000	0,009	0,003	0,008	0,000	0,005	0,000
Gesamt	27,345	22,067	0,078	0,012	0,478	0,045	0,622	0,071	0,236	0,139
Wald-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,296	7,787	0,014	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	28,010	22,691	0,079	0,012	0,479	0,045	0,623	0,071	0,236	0,139
Klärschlamm - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	4,174	0,000	0,003	0,015	0,866	0,691	0,251	0,072	0,151	0,011
fremd. Hilfsenergie	6,132	5,755	0,010	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,004	0,000
Gesamt	10,305	5,755	0,013	0,016	0,873	0,694	0,257	0,072	0,155	0,011
Klärschlamm - Kessel										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	4,174	0,000	0,003	0,015	0,866	0,691	0,251	0,072	0,151	0,011
fremd. Hilfsenergie	7,163	6,723	0,012	0,000	0,008	0,003	0,007	0,000	0,005	0,000
Gesamt	11,337	6,723	0,015	0,016	0,874	0,694	0,258	0,072	0,156	0,011

Quelle: UBA auf Basis von BioEM (IFEU, 2016)

5.2.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 72).

Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseneffekt trug die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie zur Vermeidung von ca. 7,4 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt insbesondere aufgrund des hohen Substitutionsanteils von Erdgas nur knapp 283 g CO₂-Äq. / kWh_{th}.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe ist festzuhalten, dass mit dem Einsatz fester Biomasse gegenüber allen substituierten Energieträgern außer Erdgas geringere Schwefeldioxidemissionen verbunden sind. Bei Stickoxiden sind die Emissionen jedoch im Vergleich leicht höher.

Hinsichtlich weiterer Luftschadstoffe zeigt sich, dass vor allem die Staubemissionen trotz der Genehmigungspflicht der Anlagen nach Bundesimmissionsschutzgesetz teilweise deutlich höher liegen als bei dem substituierten fossilen Energieträgermix. Dies gilt jedoch nicht für die Kohlenmonoxid-Emissionen, welche durch den Einsatz von fester Biomasse in der Industrie sinken.

Tabelle 72: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	7.924.148	566.517	7.357.632	283,29
CO ₂	7.296.582	450.561	6.846.021	263,60
CH ₄	20.583	1.599	18.984	0,73
N ₂ O	193	269	-75	0,00
SO₂-Äq.	7.617	11.700	-4.083	-0,16
SO ₂	2.944	1.892	1.052	0,04
NO _x	6.713	14.092	-7.379	-0,28
Staub	571	1.591	-1.020	-0,04
CO	2.472	5.360	-2.888	-0,11
NMVOG	890	2.855	-1.966	-0,08

Quelle: Eigene Berechnungen

5.3 Feste Biomasse (Allgemeine Versorgung)

In den Energieversorgungsunternehmen, die nicht nur Strom, sondern auch Wärme an Dritte liefern (z. B. über Fernwärmenetze), konnte sich der Einsatz fester Biomasse zur ungekoppelten und gekoppelten Wärmeerzeugung erst in den letzten Jahren etablieren. Maßgeblicher Treiber für den Einsatz in gekoppelter Wärmeerzeugung waren die Anreize des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

5.3.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.4). Der in Tabelle 73 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁵²

⁵² Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Entsprechend der Vorgaben der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG, 2009) bezieht sich die angegebene Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der allgemeinen Versorgung - anders als bei den vorstehenden Angaben zu Haushalten und Industrie - auf die Nettowärmeerzeugung der Heizwerke und Heizkraftwerke abzüglich anteiliger Leitungsverluste im Wärmenetz und der Eigenverbräuche der Erzeugungsanlagen. Letztlich umfassen die Angaben daher die an den Hausübergabestationen an Kunden gelieferten Wärmemengen.

Die Daten beruhen auf den von den statistischen Landesämtern durchgeführten Erhebungen über die Strom- und Wärmeerzeugung in den Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung sowie über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme. Berichtspflichtig sind alle Betreiber von Heizkraftwerken mit mehr als 1 MW elektrischer Leistung bzw. alle Betreiber von Heizwerken über 2 MW thermischer Leistung, sofern diese in ein Wärmenetz der allgemeinen Versorgung einspeisen. Das Verhältnis von ungekoppelten Wärmeerzeugung in Heizwerken zu gekoppelter Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken beträgt etwa 1 zu 4.

Tabelle 73: Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung

	2021 [GWh]
feste Biomasse (Allg. Vers.)	6.865

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

5.3.2 Substitutionsfaktoren

Hinsichtlich der Substitutionsbeziehungen der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der allgemeinen Versorgung wird angenommen, dass zu 100 Prozent mit fossilen Energieträgern erzeugte Fernwärme ersetzt wird. Es wird also unterstellt, dass mit dem Ausbau von Biomasse-H(K)W kein wesentlicher Impuls zum Ausbau von Wärmenetzen einhergeht. Maßgeblich für diese Annahme ist auch, dass der in den letzten Jahren zum Beispiel durch das Marktanreizprogramm erneuerbarer Energien geförderte Ausbau dezentraler Nahwärmenetze ohnehin nur zu geringen Teilen in Tabelle 73 enthalten ist (vgl. vorstehendes Kapitel). Aus demselben Grund wird auch angenommen, dass die mit der Bereitstellung von fossiler bzw. biogener Fernwärme verbundenen Netzverluste eine ähnliche Größenordnung aufweisen und an dieser Stelle nicht weiter berücksichtigt werden.

Tabelle 74: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung

Technik	Heizöl/Diesel	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Strom	Fernwärme (ohne Netzverluste)
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
feste Biomasse (Allgemeine Versorgung)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0

Quelle: Eigene Annahme

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 59) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60)

berechnen. Der zugrundeliegende Brennstoffeinsatz an Primärenergieträgern ist in Tabelle 75 dokumentiert.

Tabelle 75: Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme

	Erdgas	Steinkohlen	Braunkohlen	Heizöl EL + S
	[%]	[%]	[%]	[%]
fossiler Fernwärme Mix	62,2	27,3	8,9	1,6

Quelle: UBA auf Basis (AGEB, 2022)

5.3.3 Emissionsfaktoren

Analog zum Vorgehen in den entsprechenden Kapiteln im Strom- und Wärmesektor wurde ein relevanter Referenzfall für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heizkraftwerken der allgemeinen Versorgung mit BioEM modelliert. Während die Vorketten der Brennstoffbereitstellung hierbei von BioEM übernommen wurden, sind die Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb dem Nationalen Emissionsinventar (UBA, 2022) entnommen. Allerdings liegen die Emissionsfaktoren dort nicht differenziert nach Brennstoffen, sondern nach immissionsrechtlicher Genehmigung der Anlage nach 17. BImSchV, 13. BImSchV, 4. BImSchV (TA-Luft) oder 1. BImSchV vor. Je nach Brennstoffeigenschaften und Luftreinhaltetechniken können die realen Emissionen im Einzelfall daher erheblich von den hier unterstellten, durchschnittlichen Faktoren abweichen.

Auf die Modellierung eines Referenzfalls für die ungekoppelte Wärmerzeugung wird verzichtet, da sich die primärenergetischen Emissionsfaktoren innerhalb eines immissionsrechtlichen Genehmigungsbereichs nicht zwischen Kesseln in Heizkraftwerken und reinen Heizkesseln unterscheiden.

Des Weiteren wird trotz der Diskussion um „carbon debts“ bei der energetischen Nutzung von Waldrestholz (Agostini, Giuntoli, & Boulamanti, 2013) angenommen, dass die Entnahme von Waldrestholz aufgrund der nachhaltigen Waldwirtschaft in Deutschland treibhausgasneutral erfolgt, so dass lediglich die energetischen Aufwendungen für die Ernte und den Transport (bei Pellets auch die Brennstoffherstellung) zu Buche schlagen. Dabei ist festzuhalten, dass im Rahmen der Bilanzierung die Ist-Situation bzw. das Bestandsystem betrachtet wird. Bei einer Ausweitung der Waldholznutzung wäre der Umstand einer nachhaltigen Waldwirtschaft ggf. verletzt, wodurch der Verbrennungsprozess nicht mehr in jedem Fall mit 0 g CO₂/kWh angesetzt werden könnte (vgl. hierzu Kapitel 2.3.3).

Importe biogener Festbrennstoffe sind für die Stromerzeugung und die damit verbundene Bereitstellung von Wärme für die allgemeine Versorgung gegenwärtig noch von untergeordneter Bedeutung, die Holzimporte insgesamt nehmen jedoch zu. Lediglich bei Anlagen an den Landesgrenzen oder in der Nähe von Seehäfen sind geringe Importe v. a. von Althölzern aus dem europäischen Ausland bekannt.

Zur Ermittlung des thermischen Nutzungsgrads der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse für die allgemeine Versorgung wird der Energieeinsatz bei KWK-Anlagen entsprechend der Finnischen Methode auf Strom und Wärme aufgeteilt.

Tabelle 76: Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung

Brennstoff	Technik ⁵³	Immissionschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf ⁵⁴ [%]	Erzeugungsmix ⁵⁵ [%]
Altholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	17. BImSchV	82	2	35,9
Industrierestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	89	2	1,0
Industrierestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	TA-Luft	89	2	4,1
Industrierestholz	Heizwerk	TA-Luft	81	2	4,1
Klärschlamm	Kessel	-	88	2	0,7
Pellets (Holz)	Heizwerk	TA-Luft	82	2	2,5
Waldrestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	TA-Luft	85	2	25,2
Waldrestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	85	2	7,7
Waldrestholz	Organic Rankine Cycle	TA-Luft	85	2	5,8
Waldrestholz	Heizwerk	TA-Luft	80	2	12,9

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 5.0 (IINAS, 2013), (UBA, et al., 2012) und (StBa, 2021c)

Tabelle 77: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Altholz (A 3-4) u.a. Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 17. BImSchV										
Vorkette	11,534	10,944	0,018	0,000	0,066	0,006	0,086	0,001	0,016	0,005
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	8,304	7,794	0,014	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000

⁵³ DT- Dampfturbine

⁵⁴ eigene Annahmen auf Basis BioEM (IFEU, 2016)

⁵⁵ eigene Annahmen auf Basis von (StBa, 2021b) (StBa, 2021c)

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Gesamt	23,809	18,738	0,072	0,012	0,362	0,061	0,433	0,006	0,089	0,008
Industrie-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	10,488	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,581	8,054	0,015	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	23,039	18,062	0,069	0,012	0,447	0,043	0,582	0,069	0,225	0,135
Industrie-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	10,488	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,581	8,054	0,015	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	23,039	18,062	0,069	0,012	0,447	0,043	0,582	0,069	0,225	0,135
Industrie-Restholz - Heizwerk - TA-Luft										
Vorkette	10,488	10,008	0,014	0,000	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,004	7,512	0,014	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	22,462	17,520	0,068	0,012	0,447	0,042	0,581	0,069	0,225	0,135
Klärschlamm										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	4,174	0,000	0,003	0,015	0,866	0,691	0,251	0,072	0,151	0,011
fremd. Hilfsenergie	7,163	6,723	0,012	0,000	0,008	0,003	0,007	0,000	0,005	0,000
Gesamt	11,337	6,723	0,015	0,016	0,874	0,694	0,258	0,072	0,156	0,011
Pellets (Holz) (Viersteller) Heizwerk - TA-Luft										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	5,345	0,000	0,002	0,020	0,266	0,018	0,356	0,115	0,396	0,003
fremd. Hilfsenergie	8,242	7,736	0,014	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	23,815	17,312	0,030	0,021	0,379	0,049	0,475	0,121	0,464	0,015
Wald-Restholz - Organic Rankine Cycle - TA-Luft										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,296	7,787	0,014	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	28,010	22,691	0,079	0,012	0,479	0,045	0,623	0,071	0,236	0,139
Wald-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,296	7,787	0,014	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	28,010	22,691	0,079	0,012	0,479	0,045	0,623	0,071	0,236	0,139
Wald-Restholz u.a. Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,296	7,787	0,014	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,006	0,000
Gesamt	28,010	22,691	0,079	0,012	0,479	0,045	0,623	0,071	0,236	0,139
Wald-Restholz u.a. Heizwerk - TA-Luft										
Vorkette	15,743	14,904	0,025	0,001	0,091	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	3,971	0,000	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,816	7,336	0,013	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,005	0,000
Gesamt	27,530	22,240	0,078	0,012	0,478	0,045	0,623	0,071	0,236	0,139

Quelle: UBA auf Basis von BioEM (IFEU, 2016)

5.3.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 78).

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemission trägt die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in den Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung zur Vermeidung von ca. 1,6 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt aufgrund der hohen Substitution von Erdgas ca. 233 g CO₂-Äq. / kWh_{th}.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe ist festzuhalten, dass beim Einsatz fester Biomasse geringere Schwefeldioxidemissionen als beim fossilen Brennstoffmix entstehen. Bei Stickoxiden ist die Emissionsbilanz jedoch deutlich negativ. Hinsichtlich weiterer Luftschadstoffe zeigt sich, dass vor allem die Kohlenmonoxid- und NMVOC-Emissionen, aber auch die Staubemissionen teilweise deutlich höher liegen als bei der verdrängten, durch Erdgas dominierten fossilen Fernwärmebereitstellung.

Tabelle 78: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	1.754.110	155.585	1.598.525	232,87

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO ₂	1.597.551	121.254	1.476.297	215,06
CH ₄	5.292	469	4.823	0,70
N ₂ O	32	80	-48	-0,01
SO ₂ -Äq.	1.449	2.914	-1.465	-0,21
SO ₂	544	336	208	0,03
NO _x	1.301	3.703	-2.402	-0,35
Staub	373	328	45	0,01
CO	405	1.265	-861	-0,13
NMVOC	236	598	-362	-0,05

Quelle: Eigene Berechnungen

5.4 Flüssige Biomasse

Während die ersten Rapsöl-Blockheizkraftwerke in den 1980er und 1990er Jahren i. d. R. wärmegeführt (d. h. je nach aktuellen Heizenergiebedarf) betrieben wurden, gewann in den Jahren des palmölgetriebenen Ausbaubooms 2005 bis 2008 eine stärker stromgeführte Fahrweise zunehmend an Bedeutung (vgl. Kapitel 4.7). Da die Anlagen jedoch vielfach in Betrieben mit hohem Prozesswärmebedarf (z. B. im Gartenbau oder Gewerbe) installiert wurden, konnten gleichwohl relativ hohe KWK-Anteile realisiert werden.

Mit dem Anstieg der Palmölpreise ab 2009 waren diese Anlagen nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben und es kam zu zahlreichen Anlagenstillegungen. Parallel zur Stromerzeugung ging damit auch die Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl deutlich zurück (vgl. Kapitel 4.7).

Der Verbrauch in den Bereichen Landwirtschaft, Baugewerbe und Militär wird aus energiebilanziellen Gründen seit 2014 (rückwirkend bis 2004) von der AGEE-Stat und der AGEB nicht mehr dem Verkehrssektor zugeordnet, sondern im Wärmeverbrauchssektor im Bereich flüssige Biomasse mitverbucht.

5.4.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 73 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁵⁶

Entsprechend der Vorgaben der EU-Richtlinie (Richtlinie 2009/28/EG, 2009) zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen entstammt die angegebene Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse aus der Nettowärmeerzeugung von Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung

⁵⁶ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

abzüglich anteiliger Leitungsverluste im Wärmenetz und der Eigenverbräuche der Erzeugungsanlagen. Letztlich umfassen die Angaben daher die an den Hausübergabestationen an Kunden gelieferten Wärmemengen. Aufgrund der geringen Leistungen der Pflanzenöl-Blockheizkraftwerke gilt dies allerdings nur für einen Bruchteil der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse. Der überwiegende Teil entstammt vielmehr dem Brennstoffeinsatz in Industrieheizkraftwerken und in Pflanzenöl-Blockheizkraftwerken „sonstiger“ Betreiber unter 1 MW elektrischer Leistung, wie er formal der Wärmeerzeugung aus Pflanzenöl und flüssigen biogenen Abfällen zugeordnet wird.

Tabelle 79: Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und Biodieseleinsatz in der Land- und Bauwirtschaft

	2021 [GWh]
flüssige Biomasse gesamt	2.674
davon Pflanzenöl	494
davon flüssige Biomasse (Industrie)	135
davon Biodiesel / HVO (Land+Bauwirtschaft)	2.045

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

Die Daten beruhen auf den von den statistischen Landesämtern durchgeführten Erhebungen über die Strom- und Wärmeerzeugung in den Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung, über Stromerzeugungsanlagen in der Industrie, über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme. Da die Wärmeauskopplung der „sonstigen“ Betreiber nicht amtlich erfasst wird, hat die AGEE-Stat ein Verfahren entwickelt, um die Wärmeauskopplung aus diesen Anlagen zu berechnen. Wesentliche Grundlage hierfür bilden die von den Übertragungsnetzbetreibern für die Prüfung des Ausgleichmechanismus des EEG durch die Bundesnetzagentur erhobenen EEG-Daten (vgl. (UBA, 2012)).

5.4.2 Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für flüssige Biomasse wurden im Forschungsvorhaben „Untersuchung zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich Wärme“ (Ortner, et al., 2022) über Pauschalfaktoren anhand des Industrie- und GHD-Datenmodell der Prognos AG (Kemmler, et al., 2021) abgeleitet. Bei diesem Ansatz werden die Substitutionsfaktoren als Residualmix der nicht-erneuerbaren Energieträger hergeleitet. Eine Ausnahme stellt Biodiesel und HVO im Sektor Land- und Bauwirtschaft dar. Hier wird von einer vollständigen Substitution von Öl (mineralischem Diesel) ausgegangen.

Tabelle 80: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und des Einsatzes von Biodiesel und HVO in der Land- und Bauwirtschaft

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Fernwärme [%]	Strom [%]
flüssige Biomasse	6,0	66,0	4,0	2,0	13,0	9,0
Biodiesel / HVO (Landwirtschaft.)	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: UBA auf Basis von (Ortner, et al., 2022)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und des Biodieseleinsatzes in der Landwirtschaft lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 59) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60) berechnen.

5.4.3 Emissionsfaktoren

Die Emissionen bei der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse sind im Wesentlichen von drei Einflussfaktoren abhängig:

- Substrat (Rapsöl vs. Palmöl),
- Technik und Leistungsgröße der Blockheizkraftwerke,
- Immissionsschutzrechtliche Genehmigung (ab 1 MW Feuerungswärmeleistung bzw. ca. 350 kW_{el} Genehmigungspflicht und damit Art der Abgasnachbehandlung nach BImSchG).

Zum Substrateinsatz liegen Informationen aus (BLE, 2021) vor. Während in Anlagen bis 10 kW_{el} ausschließlich Rapsöl zum Einsatz kommt, werden Anlagen ab 150 kW_{el}, auf die derzeit über 80 Prozent der installierten Leistung entfallen, in der Regel mit Palmöl oder Rapsöl betrieben.

Tabelle 81: Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse

Brennstoff ⁵⁷	Technik ⁵⁸	Immissionschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf ⁵⁹ [%]	Erzeugungsmix ⁶⁰ [%]
Pflanzenöl (Rapsöl)	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	62	1	8,9
Pflanzenöl (Palmöl)	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	62	1	9,6
Flüssige biogene Stoffe (Industrie)	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	73	1	5,0
Biodiesel (Landwirtschaft)	Motor		100	0	50,5
HVO (Landwirtschaft)	Motor		100	0	26,0

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 5.0 (IINAS, 2020), BioEM (IFEU, 2016), (UBA, 2012), (BLE, 2021) und (StBa, 2021c)

Die Verstromung von Pflanzenölen erfolgt überwiegend in umgerüsteten Diesel-Serienmotoren. Die Stromkennzahlen steigen mit zunehmender Anlagenleistung an, d. h. kleinere Blockheizkraftwerke unter 50 kW_{el} erzeugen proportional mehr Wärme als Strom, während größere Aggregate ab 300 bis 400

⁵⁷ HVO -Hydrotreated Vegetable Oils

⁵⁸ DT - Dampfturbine

⁵⁹ eigene Annahmen auf Basis von BioEM (IFEU, 2016)

⁶⁰ eigene Annahmen auf Basis von (UBA, 2012) (BLE, 2021)

kW_{el} Stromkennzahlen von 1,0 erreichen. Da diese Anlagenklasse zudem oftmals knapp unterhalb der Schwelle für eine immissionsschutzrechtliche Genehmigungspflicht liegt, sind nur in wenigen Fällen Techniken zur Abgasnachbehandlung installiert. Zur Ermittlung des elektrischen Nutzungsgrads der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse wird der Energieeinsatz bei KWK-Anlagen entsprechend der Finnischen Methode auf Strom und Wärme aufgeteilt.

Die direkten Emissionen aus dem realen Betrieb von Pflanzenöl-BHKW sind dem Nationalen Emissionsinventar (UBA, 2022) entnommen. Diese direkten Emissionen wurden anschließend um die Vorkettenemissionen aus BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) und den abgeleiteten Emissionen aus der fremdbezogenen Hilfsenergie ergänzt. Unter der Annahme von Nutzungsgraden und Stromkennzahlen, die sich aus den EEG-Abrechnungsdaten der Bundesnetzagentur ableiten, ergeben sich die endenergiebezogenen Emissionsfaktoren.

Tabelle 82: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Rapsöl - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	140,194	77,760	0,141	0,221	0,259	0,080	0,257	0,015	0,067	0,021
Direkte	0,886	0,000	0,010	0,002	0,708	0,001	1,017	0,024	0,143	0,010
fremd. Hilfsenergie	2,997	2,813	0,005	0,000	0,003	0,001	0,003	0,000	0,002	0,000
Gesamt	144,077	80,573	0,156	0,223	0,971	0,082	1,277	0,039	0,212	0,031
Palmöl - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	106,190	59,400	0,564	0,117	0,628	0,270	0,515	0,069	0,082	0,024
Direkte	0,886	0,000	0,010	0,002	0,708	0,001	1,017	0,024	0,143	0,010
fremd. Hilfsenergie	2,997	2,813	0,005	0,000	0,003	0,001	0,003	0,000	0,002	0,000
Gesamt	110,074	62,213	0,579	0,119	1,340	0,272	1,535	0,093	0,227	0,034
Flüssige biogene Stoffe - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	0,886	0,000	0,010	0,002	0,708	0,001	1,017	0,024	0,143	0,010
fremd. Hilfsenergie	3,558	3,339	0,006	0,000	0,004	0,002	0,003	0,000	0,002	0,000
Gesamt	4,444	3,339	0,016	0,002	0,713	0,002	1,020	0,024	0,145	0,010
Biodiesel / HVO - Motor										
Vorkette	56,199	36,570	0,133	0,060	0,253	0,106	0,211	0,019	0,041	0,012
Direkte	2,917	0,000	0,006	0,010	1,131	0,001	1,624	0,172	1,401	0,239
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	59,116	36,570	0,139	0,070	1,385	0,107	1,835	0,191	1,442	0,251

Quelle: UBA auf Basis von BioEM (IFEU, 2016) und vorläufigen Daten der BLE für das Jahr 2020

5.4.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanzen der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 83, Tabelle 84 und Tabelle 85). Sie werden differenziert nach Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl, aus flüssiger Biomasse in der Industrie und aus Biodiesel bzw. HVO in der Land- und Bauwirtschaft.

Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen vermeidet die Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöl) 46.353 t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen mit einem spezifischen Treibhausgas-Vermeidungsfaktor von ca. 94 g CO₂-Äq. / kWh_{th}. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Emissionen aus Landnutzungsänderungen aufgrund des Anbaus von Energiepflanzen zur Pflanzenölgewinnung nicht enthalten sind (vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Flüssige Biomasse, die in der Industrie zur Wärmebereitstellung eingesetzt wird, trägt mit 34.633 t CO₂-Äq. (257 g CO₂-Äq. / kWh_{th}) zur Treibhausgasvermeidung bei. Durch den im Bereich Landwirtschaft eingesetzten Biodiesel bzw. eingesetztem HVO werden ca. 486.491 t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen vermieden. Entsprechend den Verbrauchsmengen ergibt sich ein Treibhausgas-Vermeidungsfaktor von netto 238 g CO₂-Äq. / kWh_{th}.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe zeigt sich, dass insbesondere die Emissionen von Stickoxiden bei der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse sehr hoch sind. Auch die Emissionsbilanzen von Staub und flüchtigen organischen Verbindungen sind negativ.

Tabelle 83: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	108.761	62.408	46.353	93,92
CO ₂	99.591	35.069	64.522	130,73
CH ₄	302	185	116	0,24
N ₂ O	3	84	-81	-0,16
SO₂-Äq.	106	574	-467	-0,95
SO ₂	57	89	-32	-0,06
NO _x	71	696	-625	-1,27
Staub	10	33	-23	-0,05
CO	356	109	247	0,50
NMVOG	19	16	2	0,00

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 84: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Industrie)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	35.232	599	34.633	257,13
CO ₂	32.261	450	31.812	236,18
CH ₄	98	2	96	0,71
N ₂ O	1	0	1	0,00

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
SO₂-Äq.	34	96	-62	-0,46
SO ₂	18	0	18	0,13
NO _x	23	137	-115	-0,85
Staub	3	3	0	0,00
CO	115	20	96	0,71
NMVOC	6	1	5	0,03

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 85: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biodiesel- und HVO-Einsatzes in der Land- und Bauwirtschaft

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	616.721	130.230	486.491	237,85
CO ₂	611.814	67.939	543.875	265,91
CH ₄	152	613	-461	-0,23
N ₂ O	2	170	-168	-0,08
SO₂-Äq.	701	3.013	-2.312	-1,13
SO ₂	424	303	121	0,06
NO _x	397	3.891	-3.493	-1,71
Staub	58	410	-352	-0,17
CO	191	2.962	-2.771	-1,35
NMVOC	175	516	-341	-0,17

Quelle: Eigene Berechnungen

5.5 Gasförmige Biomasse (Biogas und Biomethan, Klärgas, Deponiegas)

Mit der Einführung des KWK-Bonus im Zuge der Novelle des EEG 2004 und EEG 2009 ist die Auskoppelung von Nutzwärme aus Biogasanlagen stetig angestiegen. Mit dem EEG 2012 war eine Mindestwärmenutzung (Fermenterbeheizung eingeschlossen) von 60 Prozent verpflichtend, sofern nicht eine Direktvermarktung des produzierten Stroms erfolgt.

Parallel zu der dynamischen Entwicklung der Stromerzeugung aus Biogas hat dies dazu geführt, dass auch die absolute Wärmebereitstellung aus Biogas in den letzten Jahren zugenommen hat. Weiter begünstigt wurde diese Entwicklung auch durch die Förderung von Wärmenetzen und Mikrogasleitungen über Marktanzreizprogramme erneuerbarer Energien sowie durch Förderprogramme für Bioenergie-dörfer und -regionen.

Biomethan, d. h. auf Erdgasqualität aufbereitetes, ins Erdgasnetz eingespeistes Biogas, wird zu mehr als 90 Prozent ebenfalls zur Strom- und Wärmeerzeugung in Blockheizkraftwerken verwendet. Biomethan-BHKW müssen für den Erhalt der EEG-Vergütung wärmegeführt betrieben werden, daher resultiert auch eine hohe Wärmenutzung.

Die Wärmebereitstellung aus Klär- und Deponiegas umfasst im Wesentlichen die Nutzung für die Beheizung der Faultürme (in Kläranlagen) und in geringem Umfang für die Beheizung von Betriebsgebäuden. Die Abgabe der Wärme in Wärmenetze oder direkt an Wärmeverbraucher bildet aufgrund der abgelegenen Lage von Kläranlagen und Deponien eher die Ausnahme.

5.5.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 86 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁶¹

Entsprechend der Vorgaben der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG, 2009) bezieht sich die angegebene Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse - anders als bei den vorstehenden Angaben zu Haushalten und Industrie (vgl. Kapitel 5.1 und 5.2) - auf die Nettowärmeerzeugung der Heiz(kraft)werke der allgemeinen Versorgung abzüglich anteiliger Leitungsverluste im Wärmenetz und der Eigenverbräuche der Erzeugungsanlagen. Letztlich umfassen die Angaben daher die an den Hausübergabestationen an Kunden gelieferten Wärmemengen.

Aufgrund der geringen Leistungen der Blockheizkraftwerke gilt dies allerdings nur für einen Bruchteil der Wärmebereitstellung. Der überwiegende Teil entfällt vielmehr auf den der Wärmeerzeugung zugeordneten Brennstoffeinsatz in Industrieheizkraftwerken und vor allem Blockheizkraftwerken „sonstiger“ Betreiber unter 1 MW elektrischer Leistung.

Die Daten beruhen auf den von den statistischen Landesämtern durchgeführten Erhebungen über die Strom- und Wärmeerzeugung in den Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung, über Stromerzeugungsanlagen in der Industrie, über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme.

Tabelle 86: Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

	2021 [GWh]
gasförmige Biomasse gesamt	20.366
davon Biogas	13.374
davon Biomethan	4.527
davon Klärgas	2.378
davon Deponiegas	87

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

Da die Wärmeauskopplung der „sonstigen“ Betreiber nicht amtlich erfasst wird, hat die AGEE-Stat ein Verfahren entwickelt, um die Wärmeauskopplung aus diesen Anlagen zu berechnen. Wesentliche

⁶¹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Grundlage hierfür bilden die von den Übertragungsnetzbetreibern im Zuge der Prüfung des Ausgleichsmechanismus des EEG durch die Bundesnetzagentur erhobenen EEG-Daten (vgl. (UBA, et al., 2012)) als auch das dena-Biogasregister im Falle von Biomethan.

5.5.2 Substitutionsfaktoren

Die überwiegende Zahl der Biogasanlagen wurde von Landwirten im Außenbereich von Siedlungen oder auf dem eigenen Betriebsgelände errichtet. Nach Angaben des (DBFZ, 2015) stellen die Beheizung von Sozialgebäuden, Werkstätten und Ställen sowie Trocknungsprozesse nach wie vor die häufigste Verwendungsart der Wärme aus Biogas dar. Daneben gab es in den letzten Jahren einen Trend zur zunehmenden Wärmeeinspeisung in Nahwärmenetze im ländlichen Raum. Aus pragmatischen Gründen wird zur Ableitung der Substitutionsbeziehungen jedoch bis auf Weiteres der durchschnittliche fossile Energieträgermix in der Landwirtschaft bzw. des Gartenbaus herangezogen. Da keine Informationen über Biomethan bzw. alternative Energieträger bei Kläranlagen und Deponien vorliegen, wird dieser verdrängte Energieträgermix auch auf diese Bereiche angewandt.

Unter dieser Annahme substituiert die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse überwiegend Heizöl (ca. 56 Prozent) und Erdgas (ca. 42 Prozent). Auch Steinkohlenkoks spielt noch eine kleine Rolle, zum Beispiel in größeren Gartenbaubetrieben.

Tabelle 87: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Strom [%]	Fernwärme [%]
Gasförmige Biomasse	56,3	42,4	1,3	0,0	0,0	0,0

Quelle: eigene Setzung in Anlehnung an (DBFZ, 2015)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 61) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 62) berechnen.

5.5.3 Emissionsfaktoren

Die mit der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse verbundenen Luftemissionen sind von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängig (vgl. (UBA, 2012)). Eine Erläuterung der wichtigsten Faktoren befindet sich bereits in Kapitel 4.7.

Aus Gründen der Konsistenz mit Kapitel 4.7 wird zur Abschätzung von Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse ein konservatives Vorgehen gewählt, das sich wesentlich auf vorliegende Emissionserklärungen genehmigungspflichtiger Blockheizkraftwerke stützt. Die im Nationalen Emissionsinventar (UBA, 2022) verwendeten brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb wurden im Rahmen eines Messprojekts für Biogasanlagen abgeleitet (DBFZ, 2011). Derzeit gibt es keine Hinweise, dass sich die Situation für Klärgas und Deponiegas anders darstellt.

Für Biomethan wird die Annahme zugrunde gelegt, dass das in das Gasnetz eingespeiste Biomethan Erdgasqualität besitzt. Vor der Einspeisung anfallende Methanemissionen werden der Vorkette zugerechnet, sodass der direkte Emissionsfaktor für Biomethan dem direkten Emissionsfaktor für Erdgas entspricht.

Als weitere potenzielle Quellen für anlagenbezogene diffuse Methan- und sonstigen Luftemissionen sind die Dichtheit des Gärrestlagers und des Gasspeichers, der Motorschlupf des BHKWs, das Anspringen von Überdrucksicherungen, das Vorhandensein einer zusätzlichen Gasverbrauchseinrichtung (z. B. Notfackel) und Oxidationskatalysatoren zu nennen. Allgemein sind größere Biogasanlagen, die für ca. drei Viertel der Stromerzeugung aus Biogas stehen, aufgrund der spezifischen Investitionskosten im Verhältnis zum Ertrag, vor allem aber aufgrund der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungspflicht von Biogasanlagen in der Regel mit Einrichtungen zur Abgasnachbehandlung, mit Gasfackeln und gasdicht abgedecktem Gärrestlager ausgestattet.

Anschließend werden die direkten Emissionsfaktoren mit den aus BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) abgeleiteten vorkettenspezifischen Emissionsfaktoren und den Emissionen aus dem Fremdbezug von Hilfsenergie, welche sich aus dem Eigenstrombedarf des jeweiligen Nutzungspfads ableiten (vgl. Tabelle 88), ergänzt. Die in den Vorketten enthaltenen Methanemissionen aus Gärrestlagern wurden dabei so modifiziert, sodass sie den im Treibhausgasinventar (UBA, 2022) verwendeten Schätzwerten nach (TI, 2016) für die einzelnen Erzeugungspfade entsprechen. Die weitere Umrechnung in die funktionelle Einheit Endenergie kWh_{el} erfolgte unter Berücksichtigung repräsentativer Erkenntnisse der AGEE-Stat, des UBA und des DBFZ zu durchschnittlichen Jahresnutzungsgraden, Eigenstrombedarfen und zum Umfang der externen Wärmenutzung als Basis für die Allokation der Primärenergie auf Strom und Wärme auf Basis der Finnischen Methode.

Tabelle 88: Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

Brennstoff	Technik ⁶²	Immissionsschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigen- strom- bedarf ⁶³ [%]	Erzeu- gungs- mix ⁶⁴ [%]
Biogas (Energiepflanzen)	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	115	2	32,3
Biogas (Energiepflanzen)	Verbrennungsmotor BHKW	nach Baurecht ge- nehmigt	115	2	17,6
Biogas (Gülle)	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	115	2	7,2
Biogas (Gülle)	Verbrennungs- motor BHKW	Nach Baurecht ge- nehmigt	115	2	3,9
Biogas (Abfall, Reststoff)	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	115	2	4,6
Biomethan (Energiepflanzen)	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	116	7	18,5
Biomethan (Gülle)	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	116	7	1,4

⁶² BHKW: Blockheizkraftwerk

⁶³ eigene Annahmen auf Basis von BioEm (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016)

⁶⁴ eigene Annahmen auf Basis von (DBFZ, 2015) und Destatis (StBa, 2021c) (StBa, 2021b)

Brennstoff	Technik ⁶²	Immissionsschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigen- strom- bedarf ⁶³ [%]	Erzeu- gungs- mix ⁶⁴ [%]
Biomethan (Abfall, Reststoff)	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	116	7	2,3
Klärgas	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	103	2	9,9
Klärgas	Kessel		100	2	1,8
Deponiegas	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	128	2	0,4

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis (UBA, et al., 2012), BioEm (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016), (DBFZ, 2015) und Destatis (StBa, 2021c) (StBa, 2021b)

Tabelle 89: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Biogas (Energiepflanzen) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	90,543	20,448	1,440	0,112	0,104	0,018	0,124	0,007	0,036	0,012
Direkte	57,280	0,000	1,993	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	5,557	5,216	0,009	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,004	0,000
Gesamt	153,380	25,664	3,443	0,118	0,807	0,301	0,727	0,027	0,518	0,045
Biogas (Energiepflanzen) - Verbrennungsmotor BHKW - nach Baurecht genehmigt										
Vorkette	115,619	20,880	2,021	0,144	0,106	0,018	0,126	0,007	0,012	0,036
Direkte	57,280	0,000	1,993	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	5,557	5,216	0,009	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,004	0,000
Gesamt	178,456	26,096	4,023	0,150	0,809	0,302	0,729	0,027	0,495	0,070
Biogas (Gülle) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	61,014	2,423	2,092	0,000	0,014	0,001	0,019	0,000	0,003	0,001
Direkte	57,280	0,000	1,993	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	5,557	5,216	0,009	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,004	0,000
Gesamt	123,851	7,638	4,095	0,006	0,718	0,285	0,622	0,021	0,486	0,034
Biogas (Gülle) - Verbrennungsmotor BHKW - nach Baurecht genehmigt										
Vorkette	133,469	2,664	2,413	0,239	0,016	0,001	0,021	0,000	0,004	0,001
Direkte	57,280	0,000	1,993	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	5,557	5,216	0,009	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,004	0,000
Gesamt	196,307	7,880	4,415	0,245	0,719	0,285	0,624	0,021	0,486	0,035

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Biogas (Abfall, Reststoff) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	40,880	1,490	1,406	0,000	0,009	0,001	0,012	0,000	0,002	0,001
Direkte	57,280	0,000	1,993	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	5,557	5,216	0,009	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,004	0,000
Gesamt	103,717	6,706	3,409	0,006	0,712	0,284	0,615	0,021	0,485	0,034
Biomethan (Energiepflanzen) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	102,354	23,076	1,629	0,127	0,134	0,020	0,163	0,008	0,052	0,015
Direkte	28,292	0,000	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
fremd. Hilfsenergie	38,203	35,857	0,065	0,002	0,043	0,017	0,038	0,002	0,027	0,002
Gesamt	168,850	58,933	2,671	0,133	0,322	0,038	0,408	0,011	0,209	0,030
Biomethan (Gülle) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	69,556	2,736	2,366	0,002	0,032	0,002	0,044	0,000	0,015	0,002
Direkte	28,292	0,000	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
fremd. Hilfsenergie	38,203	35,857	0,065	0,002	0,043	0,017	0,038	0,002	0,027	0,002
Gesamt	136,052	38,593	3,409	0,008	0,221	0,019	0,290	0,003	0,172	0,017
Biomethan (Abfall, Reststoff) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	46,635	1,674	1,601	0,000	0,027	0,001	0,038	0,000	0,015	0,002
Direkte	28,292	0,000	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
fremd. Hilfsenergie	38,203	35,857	0,065	0,002	0,043	0,017	0,038	0,002	0,027	0,002
Gesamt	113,131	37,531	2,644	0,006	0,216	0,019	0,283	0,003	0,172	0,017
Klärgas - Kessel										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	32,947	0,000	1,124	0,006	0,416	0,108	0,443	0,015	0,648	0,061
fremd. Hilfsenergie	3,879	3,641	0,007	0,000	0,004	0,002	0,004	0,000	0,003	0,000
Gesamt	36,826	3,641	1,131	0,006	0,421	0,110	0,447	0,016	0,651	0,061
Klärgas - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	32,947	0,000	1,124	0,006	0,416	0,108	0,443	0,015	0,648	0,061
fremd. Hilfsenergie	5,229	4,908	0,009	0,000	0,006	0,002	0,005	0,000	0,004	0,000
Gesamt	38,176	4,908	1,133	0,006	0,422	0,110	0,448	0,016	0,652	0,061
Deponiegas - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	32,947	0,000	1,124	0,006	0,422	0,144	0,400	0,004	0,644	0,035
fremd. Hilfsenergie	6,476	6,078	0,011	0,000	0,007	0,003	0,006	0,000	0,005	0,000

Brennstoff / Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Gesamt	39,423	6,078	1,135	0,006	0,429	0,147	0,406	0,004	0,649	0,035

Quelle: UBA auf Basis von BioEM (IFEU, 2016)

5.5.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die in Kapitel 4.7 dargelegte, schwierige Datenlage hat zur Folge, dass die Emissionsbilanzierung von gasförmiger Biomasse derzeit nur mit erheblichen Unsicherheiten abgebildet werden kann.

Unter den genannten Bedingungen trägt die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse insgesamt mit knapp 5,2 Mio. t CO₂-Äq. vermiedenen Treibhausgasemissionen zum Klimaschutz bei. Hier-von sind ca. 85 Prozent auf die Wärmebereitstellung aus Biogas und Biomethan und ca. 15 Prozent auf die Wärmebereitstellung aus Klär- bzw. Deponiegas zurückzuführen.

Die Relevanz der Vorkettenemissionen für den Energiepflanzenanbau zeigt sich in der deutlichen Dif-ferenz zwischen dem spezifischen Treibhausgas-Vermeidungsfaktor (ohne Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) von Biogas und Biomethan (ca. 248 g CO₂-Äq. / kWh_{th} bzw. 236 g CO₂-Äq. / kWh_{th}) im Vergleich zu denjenigen von Klär- und Deponie-gas (327 bzw. 432 g CO₂-Äq. / kWh_{th}) (vgl. Tabelle 90, Tabelle 92, Tabelle 93). Aufgrund der heteroge-nen Zusammensetzung des Rohbiogases ist zudem die Bilanz der sonstigen Luftschadstoffe gegenüber den verdrängten fossilen Energieträgern (vor allem Heizöl) negativ.

Ausnahmen bilden lediglich Schwefeldioxid sowie Staub bei den Klär- und Deponiegasen. Hinsichtlich der klassischen Säurebildner SO₂ und NO_x ist allerdings anzumerken, dass vermiedene NH₃-Emissio-nen aus alternativer Güllelagerung und -ausbringung aufgrund der in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargelegten Systemgrenzen an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden konnten. Weiterhin sind diffuse Methanemissionen der Deponien nicht in der Emissionsbilanz-ierung berücksichtigt.

Tabelle 90: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biogas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	5.405.581	2.085.380	3.320.201	248,26
CO ₂	5.176.251	286.234	4.890.017	365,64
CH ₄	7.613	49.829	-42.217	-3,16
N ₂ O	61	1.524	-1.463	-0,11
SO₂-Äq.	4.135	10.513	-6.378	-0,48
SO ₂	1.583	3.978	-2.395	-0,18
NO _x	3.666	9.388	-5.722	-0,43
Staub	289	344	-55	0,00
CO	6.245	6.744	-499	-0,04
NMVOC	751	659	92	0,01

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 91: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biomethan

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	1.796.961	728.900	1.068.061	235,95
CO ₂	1.720.726	250.990	1.469.735	324,68
CH ₄	2.531	12.286	-9.755	-2,16
N ₂ O	20	505	-485	-0,11
SO₂-Äq.	1.375	1.380	-5	0,00
SO ₂	526	158	368	0,08
NO _x	1.219	1.756	-537	-0,12
Staub	96	42	54	0,01
CO	2.076	918	1.158	0,26
NM VOC	250	124	126	0,03

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 92: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Klärgas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	867.956	90.286	777.670	327,01
CO ₂	831.133	11.200	819.933	344,78
CH ₄	1.222	2.694	-1.471	-0,62
N ₂ O	10	14	-4	0,00
SO₂-Äq.	664	1.003	-339	-0,14
SO ₂	254	262	-8	0,00
NO _x	589	1.065	-476	-0,20
Staub	46	37	9	0,00
CO	1.003	1.549	-547	-0,23
NM VOC	121	146	-26	-0,01

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 93: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Deponiegas

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	40.954	3.428	37.526	431,62
CO ₂	39.216	528	38.688	444,98
CH ₄	58	99	-41	-0,47
N ₂ O	0	1	0	0,00
SO₂-Äq.	31	37	-6	-0,07

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
SO ₂	12	13	-1	-0,01
NO _x	28	35	-8	-0,09
Staub	2	0	2	0,02
CO	47	56	-9	-0,10
NMVOG	6	3	3	0,03

Quelle: Eigene Berechnungen

5.6 Biogener Anteil des Siedlungsabfalls

Durch das Verbot der Deponierung unbehandelter Siedlungsabfälle ab 2005 hat die energetische Verwertung des Siedlungsabfalls stark zugenommen. Die Wärmebereitstellung aus dem biologisch abbaubaren bzw. biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird im Einklang mit der EU-Verordnung über die Energiestatistik VO 1099/2008 und der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG, 2009) als erneuerbare Energie ausgewiesen. Auf der Grundlage eines Fachgutachtens der TU Dresden im Auftrag des Umweltbundesamtes wird der biogene Anteil des Siedlungsabfalls auf Bundesebene mit 50 Prozent (energetisch) angesetzt (Hofmann, 2010). Dies steht im Einklang mit dem Mengengerüst der erneuerbaren Energien für die Erstellung der nationalen Daten sowie der internationalen Berichtspflichten.

5.6.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil im Siedlungsabfall wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 94 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁶⁵

Entsprechend der Vorgaben der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG) bezieht sich die angegebene Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls in den Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung (anders als bei den vorstehenden Angaben zu Haushalten und Industrie) auf die Wärmeerzeugung der Heizwerke und Heizkraftwerke abzüglich anteiliger Leitungsverluste im Wärmenetz und der Eigenverbräuche der Erzeugungsanlagen. Letztlich umfassen die Angaben daher die an den Hausübergabestationen an Kunden gelieferten Wärmemengen. Hinzu kommt der Anteil des Brennstoffeinsatzes in Industrieheizkraftwerken, der der Wärmeerzeugung zuzuordnen ist.

Die Daten beruhen auf den von den statistischen Landesämtern durchgeführten Erhebungen über die Strom- und Wärmeerzeugung in den Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung, über Stromerzeugungsanlagen in der Industrie, über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme. Berichtspflichtig sind alle Betreiber von Heiz(kraft)werken mit mehr als 1 MW elektrischer Leistung bzw. alle Betreiber von

⁶⁵ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Heizwerken über 2 MW thermischer Leistung, sofern diese in ein Wärmenetz der allgemeinen Versorgung einspeisen.

Tabelle 94: Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	2021 [GWh]
Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	15.593

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

5.6.2 Substitutionsfaktoren

Hinsichtlich der Substitutionsbeziehungen der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird angenommen, dass zu 100 Prozent mit fossilen Energieträgern erzeugte Fernwärme ersetzt wird. Es wird also unterstellt, dass durch die Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Abfalls kein wesentlicher Impuls zum Ausbau von Wärmenetzen einhergeht. Dies bedeutet auch, dass die mit der Bereitstellung von fossiler bzw. biogener Fernwärme verbundenen Netzverluste die gleiche Größenordnung aufweisen und an dieser Stelle nicht weiter berücksichtigt werden.

Tabelle 95: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Strom [%]	Fernwärme [%]
Biogener Abfall H(K)W	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0

Quelle: Eigene Setzung

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 59) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60) berechnen.

5.6.3 Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung aus Siedlungsabfällen sind nachfolgend dokumentiert. Sie werden dem Nationalen Emissionsinventar des Umweltbundesamtes entnommen und liegen dort je Einheit Primärenergie vor. Die Faktoren wurden in GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) importiert und über Angaben der AGEE-Stat zur Aufteilung des Brennstoffeinsatzes auf Strom und Wärme im Zuge der Finnischen Methode alloziert. Emissionen aus der Vorkette und der benötigten fremdbezogenen Hilfsenergie werden per Definition gleich Null gesetzt, da die Aufwendungen zur Sammlung der Siedlungsabfälle ohnehin angefallen wären, d. h. auch bei einer bis zum Jahr 2005 zulässigen Deponierung. Verbleibende Emissionen aus der Zufuhr der Siedlungsabfälle im Heiz(kraft)werk sowie die Emissionen aus der Herstellung des Heiz(kraft)werks sind über den gesamten Lebenszyklus so gering, dass von einer Bilanzierung abgesehen wird.

Tabelle 96: Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

Brennstoff	Technik	Immissionschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf ⁶⁶ [%]	Erzeugungsmix [%]
biogener Anteil des Abfalls	DT ⁶⁷ -Entnahmekondensationsmaschine	17. BImSchV	75	2	100

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 5.0 (IINAS, 2020), (UBA, et al., 2012) und (StBa, 2021c)

Tabelle 97: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Biogener Anteil des Siedlungsabfalls - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 17. BImSchV										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	1,326	0,000	0,006	0,004	0,134	0,012	0,176	0,001	0,017	0,001
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	1,326	0,000	0,006	0,004	0,134	0,012	0,176	0,001	0,017	0,001

Quelle: GEMIS 5.0 (IINAS, 2020)

5.6.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 98).

Die Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls trägt demnach mit knapp 3,6 Mio. t CO₂-Äq. vermiedenen Treibhausgasemissionen zum Klimaschutz bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt wie bei allen Abfallstoffen relativ hoch bei ca. 228 g CO₂-Äq. / kWh_{th}. Die Emissionsbilanz ist in Bezug auf versauernd wirkende Luftschadstoffe und weitere Schadstoffe wie Staub und flüchtige organischen Verbindungen aufgrund der hohen emissionsbegrenzenden Anforderungen der 17. BImSchV an Abfallverbrennungsanlagen durchgehend positiv.

⁶⁶ eigene Annahmen auf der Basis von (StBa, 2021)

⁶⁷ DT: Dampfturbine

Tabelle 98: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	3.581.261	20.680	3.560.581	228,35
CO ₂	3.261.625	0	3.261.625	209,17
CH ₄	10.804	101	10.703	0,69
N ₂ O	65	67	-3	0,00
SO₂-Äq.	2.959	2.094	864	0,06
SO ₂	1.110	180	930	0,06
NO _x	2.656	2.751	-94	-0,01
Staub	761	13	749	0,05
CO	826	269	556	0,04
NMVOC	482	13	469	0,03

Quelle: Eigene Berechnungen

5.7 Solarthermie

Die Nutzung der Solarthermie zur Erzeugung von Warmwasser wird zum Beispiel in Schwimmbädern oder durch einfache Thermosiphonsysteme seit Jahrzehnten praktiziert. Im Unterschied zu unverglasten Systemen, die im Wesentlichen aus schwarzen Kunststoffrohren bestehen, wurden in Deutschland insbesondere seit Mitte der 1990er Jahre in erheblichem Umfang verglaste Kollektorsysteme installiert. Diese Systeme ermöglichen eine deutliche Temperaturerhöhung gegenüber der Umgebung und lassen sich im Wesentlichen in Hinblick auf die Bauart der Kollektoren und den Einsatzbereich unterscheiden. Im Gegensatz zu den weltweit vorherrschenden Vakuumröhrenkollektoren dominieren in Deutschland Flachkollektoren den Anlagenbestand mit einem Anteil am Erzeugungsmix von mehr als 80 Prozent (vgl. Tabelle 101). Bis Ende der 1990er Jahre waren Anlagen zur ausschließlichen Warmwassererzeugung die Regel. Seit dem Jahr 2000 fanden jedoch immer mehr Kombisysteme zur Warmwassererzeugung und Heizungsunterstützung Verbreitung (Simon & O'Sullivan, 2012). Seit 2008 waren die Zubauraten laut Angaben des Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar, 2022) sowohl bei den Kombisystemen als auch bei den Anlagen zur ausschließlichen Warmwassererzeugung rückläufig. Erst in den letzten Jahren wurden wieder steigende Zubauraten verzeichnet.

5.7.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus Solarthermie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 99 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁶⁸

⁶⁸ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

Die Angaben beziehen sich auf die Wärmemenge, die aus den solarthermischen Kollektoren an das zentrale Verteil- bzw. Speichersystem geliefert wurde. Sie basieren auf einer Zeitreihe der AGEE-Stat zur Entwicklung der solarthermischen Kollektorfläche bzw. der korrespondierenden solarthermischen Leistung. Zur Aktualisierung fließen die jährlich veröffentlichten Marktdaten zu Neuinstallationen des Bundesverband Solarwirtschaft e. V. ein (BSW-Solar, 2022).

Die Ermittlung der jährlichen Solarerträge erfolgt durch die Anwendung einer im Rahmen des IEA Solar Heating and Cooling Programme entwickelten Methodik (IEA-SHC, 2011), welche sich auf die Wärmebereitstellung des Solarkollektors bezieht und somit keine Speicherverluste erfasst. Der jährliche Endenergieertrag berechnet sich demnach aus der installierten Kollektorfläche, einem verwendungsspezifischen Ertragsfaktor (differenziert nach Warmwasser, Kombianlage und Schwimmbadabsorber) und der jährlichen globalen Solarstrahlung in Deutschland (DWD, 2022). Bei der Berechnung wird ferner eine lineare Sterbekurve, ausgehend von einer durchschnittlichen Lebensdauer von 20 Jahren, für Flach- und Vakuumröhrenkollektoren zugrunde gelegt. Darüber hinaus wurden neue Erkenntnisse bzgl. des Zu- und Abbaus von Schwimmbadabsorbern auf Basis eines Kurzgutachtens des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) berücksichtigt.

Tabelle 99: Wärmebereitstellung aus Solarthermie

	2021 [GWh]
Solarthermie	8.449

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

5.7.2 Substitutionsfaktoren

Für die Wärmebereitstellung aus Solarthermie erfolgte eine Ableitung der Substitutionsfaktoren im Forschungsvorhaben „Untersuchung zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich Wärme“ (Ortner, et al., 2022).

Für die privaten Haushalte erfolgte die Ableitung über sogenannte Übergangswahrscheinlichkeiten. Hierbei wurden die Substitutionsfaktoren anhand der vorher installierten Heizsysteme auf Basis der IWU-Studie zur „Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016“ (Cischinsky & Diefenbach, 2018) (Diefenbach, Cischinsky, Rodenfeld, & Clausnitzer, 2010) ermittelt. Dabei wurden die Substitutionsfaktoren differenziert nach Anlagen für die Warmwasserbereitung und Kombianlagen im Gebäudebestand und Substitutionsfaktoren differenziert zwischen Bestand und Neubau bestimmt. Unterschiede ergeben sich insbesondere zwischen Neubau und Bestand. So wird im Neubau signifikant mehr Erdgas substituiert.

Die Substitutionsfaktoren für den GHD-Sektor wurden ebenfalls im selbigen Forschungsvorhaben (Ortner, et al., 2022) über Pauschalfaktoren auf Basis des Prognos Industrie- und GHD-Datenmodell (Kemmler, et al., 2021) abgeleitet. Bei diesem Ansatz werden die Substitutionsfaktoren als Residualmix der nicht-erneuerbaren Energieträger hergeleitet.

Die aggregierten Ergebnisse sind in Tabelle 100 ausgewiesen.

Tabelle 100: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Strom [%]	Fernwärme [%]
Solarthermie	30,5	58,0	0,1	0,0	2,7	8,9

Quelle: UBA auf Basis von (Ortner, et al., 2022)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus Solarthermie lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 59) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60) berechnen.

5.7.3 Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für solarthermische Kollektorsysteme basieren auf der Ökobilanzdatenbank GEMIS 5.0 (vgl. Kapitel 2.2.4) (IINAS, 2016). Grundlage sind die im Rahmen des BMU-Forschungsvorhabens „LCA-EE“ durch das DLR aktualisierten Sachbilanzen (Öko-Institut, 2012). Die Ergebnisse repräsentieren jeweils ein vollständiges Vakuumröhrenkollektor- bzw. Flachkollektorsystem zur Erzeugung von Warmwasser, inklusive Warmwasserspeicher und Steuerungsstation.

Als relevante Lebenszyklusphasen sind zum einen die Herstellungsphase inklusive der Gewinnung von Kupfer als wichtigster metallischer Bestandteil und zum anderen die Betriebsphase inklusive des Stromverbrauches der Kreislaufpumpe ($2 \text{ kWh}_{\text{el}}$ je $100 \text{ kWh}_{\text{th}}$) zu nennen.

Tabelle 101: Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus Solarthermie

Technik	Th. Nutzungsgrad [%]	Eigenstrom- bedarf ⁶⁹ [%]	Erzeugungsmix ⁷⁰ [%]
Flachkollektor	93	2,5	82,6
Vakuumröhrenkollektor	93	2,5	15,7
Schwimmbadabsorber	93	2,9	1,7

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) und (Ortner, et al., 2022)

Tabelle 102: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie

Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Solarthermie - Flachkollektor										
Vorkette	10,725	9,804	0,030	0,000	0,049	0,028	0,030	0,015	0,107	0,004
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	11,274	10,581	0,019	0,001	0,013	0,005	0,011	0,001	0,008	0,001
Gesamt	21,999	20,385	0,049	0,001	0,061	0,033	0,041	0,015	0,115	0,004
Solarthermie - Vakuumröhrenkollektor										
Vorkette	14,814	13,377	0,047	0,000	0,070	0,042	0,040	0,024	0,157	0,004
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

⁶⁹ eigene Annahmen

⁷⁰ eigene Berechnung in Anlehnung an (BSW-Solar, 2022)

Technik	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
fremd. Hilfsenergie	11,274	10,581	0,019	0,001	0,013	0,005	0,011	0,001	0,008	0,001
Gesamt	26,088	23,958	0,066	0,001	0,083	0,047	0,051	0,024	0,165	0,005
Solarthermie - Schwimmbadabsorber										
Vorkette	5,683	5,603	0,003	0,000	0,021	0,007	0,021	0,002	0,006	0,014
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	14,062	13,198	0,024	0,001	0,016	0,006	0,014	0,001	0,010	0,001
Gesamt	19,745	18,801	0,027	0,001	0,037	0,013	0,034	0,002	0,016	0,014

Quelle: UBA auf Basis von GEMIS 5.0 (IINAS, 2020)

5.7.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Solarthermie errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 103).

Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhauseffekt vermeidet die solarthermische Wärmebereitstellung etwa 2,2 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt bei ca. 265 g CO₂-Äq. / kWh_{th}, wobei hier berücksichtigt werden muss, dass sich dieser Faktor im Unterschied beispielsweise zu Brennholz bereits auf die dem Wärmeverteilsystem unmittelbar zur Verfügung stehende Wärme bezieht.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe trägt die solarthermische Wärmebereitstellung durch ihren emissionsfreien Betrieb erheblich zur Entlastung bei. Dies gilt auch für weitere Luftschadstoffe wie Kohlenmonoxid und flüchtige organische Verbindungen. Lediglich bezüglich der Staubemissionen fällt die Bilanz durch die Emissionen bei der Gewinnung der Rohstoffe und bei der Herstellung leicht negativ aus.

Tabelle 103: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Solarthermie

	brutto vermiedene Emissionen	verursachte Emissionen	netto vermiedene Emissionen	Netto-Vermeidungsfaktor
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
CO₂-Äq.	2.432.835	190.996	2.241.838	265,34
CO ₂	2.285.923	176.769	2.109.154	249,63
CH ₄	4.998	436	4.563	0,54
N ₂ O	26	8	19	0,00
SO₂-Äq.	1.564	544	1.020	0,12
SO ₂	456	293	163	0,02
NO _x	1.591	360	1.231	0,15
Staub	157	139	18	0,00
CO	993	1.026	-33	0,00
NMVOC	285	38	247	0,03

Quelle: Eigene Berechnungen

5.8 Umgebungswärme: Umweltwärme⁷¹ und oberflächennahe Geothermie

Der Begriff Umgebungswärme⁷² umfasst sowohl Umweltwärme als auch oberflächennahe Geothermie (die im oberflächennahen Erdreich bis zu einer Tiefe von 400 Metern gespeicherte Wärme, auch „geothermische Umgebungswärme“) und somit sämtliche mit Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme (Abwärme ist ausgenommen). Unter Umweltwärme wird die in bodennahen Luftschichten („aerothermische Umgebungswärme“) und in Oberflächengewässern („hydrothermische Umgebungswärme“) entnommene und technisch nutzbar gemachte Wärme zusammengefasst.

Im Grundwasser gespeicherte Wärme ist Teil der oberflächennahen Geothermie. Die bis zu einem Temperaturniveau von ca. 25 °C vorhandene Wärme wird mittels Wärmepumpen zur Beheizung / Kühlung und Warmwasserversorgung genutzt, die Technik hat in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen.

Im Gebäudeneubau wurden zunehmend Luft-Wärmepumpen installiert, die wegen saisonal niedriger Außentemperaturen jedoch im Vergleich der Wärmepumpensysteme untereinander i.d.R. die geringste Effizienz aufweisen. Erdgekoppelte Wärmepumpen (Sole-Wasser) können dagegen Jahresarbeitszahlen von über 4 erreichen. Das heißt, dass durch den Einsatz einer Einheit Strom weitere drei Einheiten Wärme erschlossen werden können, um insgesamt vier Einheiten Wärme bereitzustellen.

5.8.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus Umweltwärme und oberflächennaher Geothermie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 104 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁷³

Die Angaben beziehen sich auf die an das zentrale Verteilsystem inkl. Pufferspeicher gelieferte, durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme. Diese ist nicht identisch mit der gesamten Heizwärme, da in Übereinstimmung mit der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG) der nicht-erneuerbare Anteil der Heizwärme, der unmittelbar auf den Einsatz von Strom oder Gas zur Wärmeerzeugung zurückgeht, an dieser Stelle nicht ausgewiesen wird.

Die konkrete Berechnung der durch Wärmepumpen nutzbar gemachten erneuerbaren Energie beruht auf einem Fachgutachten des Geothermiezentrums Bochum welches im Auftrag der AGEE-Stat erstellt wurde (GZB, 2017). Die Studie des GZB kommt seit dem Jahr 2018 in ihrer zweiten Aktualisierung zur Anwendung. Das erarbeitete, nach Inbetriebnahmehjahr, Wärmequelle, Leistung und Volllaststunden differenzierte Mengengerüst des Wärmepumpenbestandes in Deutschland wird durch die AGEE-Stat jährlich fortgeschrieben. Grundlage hierfür sind u. a. die vom Bundesverband Wärmepumpe e.V. veröffentlichten Absatzzahlen (BWP, 2022).

Technologiespezifisch stellt sich der im Folgenden zusammengefasst dargestellte Wärmepumpen-Mix wie folgt dar: Die insgesamt durch Wärmepumpen regenerativ bereitgestellte Heizwärmemenge

⁷¹ durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme (Luft/Wasser-, Wasser/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen sowie Brauchwasser- und Gas-Wärmepumpen)

⁷² Abweichend von der vorliegenden Definition wird „Umgebungswärme“ vielfach mit Umweltwärme gleichgesetzt.

⁷³ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

wurde im Jahr 2021 nahezu vollständig durch elektrisch betriebene Wärmepumpen erzeugt, zu rund 58 % durch Luft/Wasser-, zu 34 % durch Sole/Wasser-, zu 7 % durch Wasser/Wasser- und zu 1 Prozent durch Brauchwasser-Wärmepumpen zur reinen Warmwasserversorgung. Gasbetriebene Wärmepumpen (nicht weiter nach Technologie differenziert) trugen einen Anteil von rund 1 % bei (AGEE-Stat auf Basis (GZB, 2017)).

Tabelle 104: Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen

	2021 [GWh]
Wärmepumpen-Mix	17.905

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

5.8.2 Substitutionsfaktoren

Für die durch Wärmepumpen nutzbar gemachte Wärme erfolgte eine Ableitung der Substitutionsfaktoren im Forschungsvorhaben „Untersuchung zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich Wärme“ (Ortner, et al., 2022).

Für die privaten Haushalte erfolgte die Ableitung über sogenannte Übergangswahrscheinlichkeiten. Hierbei werden die Substitutionsfaktoren anhand der vorher installierten Heizsysteme auf Basis der IWU-Studie zur „Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016“ (Cischinsky & Diefenbach, 2018) (Diefenbach, Cischinsky, Rodenfeld, & Clausnitzer, 2010) ermittelt. Hierbei wird ersichtlich, dass aufgrund des höheren mittleren Energieverbrauchs für Heizungen mit Heizöl sich der Anteil von Öl am Substitutionsmix erhöht und sich wiederum der Anteil von substituierten Gasheizungen und strombasierte Heizungen reduziert.

Die Substitutionsfaktoren für den GHD-Sektor wurden ebenfalls im Forschungsvorhaben (Ortner, et al., 2022) über Pauschalfaktoren anhand des Prognos Industrie- und GHD-Datenmodells (Kemmler, et al., 2021) abgeleitet. Bei diesem Ansatz werden die Substitutionsfaktoren als Residualmix der nicht-erneuerbaren Energieträger hergeleitet.

Die aggregierten Ergebnisse sind in Tabelle 105 ausgewiesen.

Tabelle 105: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Strom [%]	Fernwärme [%]
Wärmepumpen-Mix	64,1	24,7	0,1	0,0	8,8	2,4

Quelle: UBA auf Basis von (Ortner, et al., 2022)

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 59) sowie den Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60) berechnen.

5.8.3 Emissionsfaktoren

Die Herstellungsphase der Wärmepumpen inklusive der zugehörigen Systemkomponenten ist bei einer ökobilanziellen Betrachtung des Lebenszyklus gegenüber der Betriebsphase gering. Aus diesem Grund werden die Emissionsfaktoren weitestgehend über den Hilfsenergieeinsatz (durchschnittlicher

Strommix bzw. Erdgas) bestimmt, welcher anteilig durch die jeweilige technologiespezifische durchschnittliche Jahresarbeitszahl des Wärmepumpenbestandes dividiert wird (in 2021 für elektrische Luft/Wasser-WP 3,1, Sole/Wasser-WP 3,8 Wasser/Wasser-WP 3,8, Brauchwasser-WP 3,2 und Gaswärmepumpen 1,4 (AGEE-Stat auf Basis (GZB, 2017)). Tabelle 106 gibt die Antriebsenergie (Strom oder Gas) an, die die Wärmepumpe zur Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme verschiedener Quellen benötigt, als auch den prozentualen Anteil der Technik am ermittelten Erzeugungsmix.

Die Ableitung des durchschnittlichen Emissionsfaktors zum Strommix beruht auf einer Auswertung des Nationalen Emissionsinventars (UBA, 2017b)(vgl. Kapitel 2.2.2). Dieser wird ergänzt durch die Vorkettenemissionen der zur Stromerzeugung eingesetzten Primärenergieträger auf Basis von GEMIS 5.0 (IINAS, 2020).

Eine weitere Quelle für treibhausgasrelevante Emissionen kann Leckage von teilfluorierten Arbeitsmitteln sein. Mangels belastbarer Daten und aufgrund gewählter Systemgrenzen (vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) werden Leckagen an dieser Stelle nicht berücksichtigt. Die nach direkten Emissionen, Emissionen aus den Vorketten und Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie aufgeschlüsselten Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen sind in Tabelle 107 aufgeführt.

Tabelle 106: Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für Wärmepumpen

Technik	Bedarf Antriebsenergie ⁷⁴ [%]	Erzeugungsmix ⁷⁵ [%]
Elektro-WP– aerothermisch (Luft / Wasser)	32	57,7
Elektro-WP– aerothermisch (Brauchwasser)	31	1,1
Erdgas-WP alle Wärmequellen	2	1,1
Elektro-WP – geothermisch (Sole / Wasser)	26	33,5
Elektro-WP - hydrothermisch (Wasser / Wasser)	27	6,6

Quelle: Eigene Annahmen auf der Basis von (GZB, 2017)

Tabelle 107: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOc
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Elektro-Wärmepumpe, Umgebungswärme – aerothermisch - Luft/Wasser										
Vorkette	13,777	13,013	0,026	0,000	0,036	0,012	0,035	0,009	0,135	0,020
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	156,974	147,334	0,265	0,008	0,179	0,071	0,154	0,007	0,109	0,009

⁷⁴ eigene Berechnung auf Basis (GZB, 2017)

⁷⁵ eigene Berechnung auf Basis (GZB, 2017) und (BWP, 2022)

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Gesamt	170,751	160,347	0,291	0,008	0,214	0,083	0,189	0,016	0,244	0,029
Elektro-Wärmepumpe, Umgebungswärme – aerothermisch – Brauchwasser										
Vorkette	13,777	13,013	0,026	0,000	0,036	0,012	0,035	0,009	0,135	0,020
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	152,530	143,163	0,258	0,008	0,173	0,069	0,150	0,007	0,106	0,009
Gesamt	166,307	156,175	0,284	0,008	0,209	0,081	0,185	0,016	0,241	0,028
Erdgas-Wärmepumpe - Luft/Wasser										
Vorkette	44,677	24,577	0,709	0,001	0,084	0,009	0,108	0,008	0,103	0,033
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	9,698	9,102	0,016	0,001	0,011	0,004	0,010	0,000	0,007	0,001
Gesamt	54,375	33,679	0,726	0,001	0,095	0,013	0,117	0,008	0,110	0,033
Elektro- Wärmepumpe, Umgebungswärme – geothermisch – Sole/Wasser										
Vorkette	31,353	29,913	0,045	0,001	0,089	0,030	0,086	0,017	0,180	0,026
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	128,415	120,528	0,217	0,007	0,146	0,058	0,126	0,006	0,089	0,007
Gesamt	159,768	150,441	0,262	0,007	0,236	0,088	0,212	0,023	0,270	0,033
Elektro- Wärmepumpe, Umgebungswärme – hydrothermisch – Wasser/Wasser										
Vorkette	41,059	38,758	0,073	0,001	0,133	0,051	0,118	0,025	0,278	0,023
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	129,270	121,331	0,218	0,007	0,147	0,058	0,127	0,006	0,090	0,007
Gesamt	170,330	160,089	0,291	0,008	0,280	0,109	0,245	0,031	0,368	0,030

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis (GZB, 2017), (UBA, 2017b), GEMIS 5.0 (IINAS, 2020)

5.8.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

In der Wirkungskategorie Treibhauseffekt werden netto knapp 3,3 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen durch oberflächennahe Geothermie und Umgebungswärme vermieden. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt technologieübergreifend im Mittel bei ca. 185 g CO₂-Äq. / kWh_{th}, wobei hier berücksichtigt werden muss, dass sich dieser Faktor im Unterschied zu beispielsweise Brennholz bereits auf die dem Wärmeverteilsystem unmittelbar zur Verfügung stehende Wärme bezieht.

Auch zur Entlastung versauernd wirkender Luftschadstoffe trägt die Nutzbarmachung erneuerbarer Wärme mittels Wärmepumpen bei. Keine Entlastung gibt es für flüchtige organische Verbindungen, Stickoxide und Staub; dies gilt vor allem auch für Schwefeloxide und Kohlenmonoxid. In Tabelle 108, Tabelle 110 und Tabelle 111 sind jeweils die Ergebnisse der Emissionsbilanzierung bei der Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (unter Berücksichtigung von aerothermischen, hydrothermischen und Erdgas-Wärmepumpen) und oberflächennaher Geothermie dargestellt.

Tabelle 108: Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Wärmepumpe – aerothermisch)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	3.623.900	1.763.951	1.859.949	180,04
CO ₂	3.504.550	1.656.468	1.848.082	178,89
CH ₄	3.736	3.009	726	0,07
N ₂ O	56	88	-32	0,00
SO₂-Äq.	2.914	2.215	699	0,07
SO ₂	1.013	853	160	0,02
NO _x	2.731	1.956	775	0,08
Staub	201	169	32	0,00
CO	1.661	2.522	-861	-0,08
NM VOC	453	296	156	0,02

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 109: Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Erdgas-Wärmepumpe, erneuerbarer Anteil)⁷⁶

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	69.900	10.835	59.065	296,42
CO ₂	67.598	6.711	60.887	305,56
CH ₄	72	145	-73	-0,36
N ₂ O	1	0	1	0,00
SO₂-Äq.	56	19	37	0,19
SO ₂	20	3	17	0,09
NO _x	53	23	29	0,15
Staub	4	2	2	0,01
CO	32	22	10	0,05
NM VOC	9	7	2	0,01

Quelle: Eigene Berechnungen

⁷⁶ Im Falle der Erdgas-Wärmepumpen wird ausschließlich die durch die Wärmepumpe nutzbar gemachte Umgebungswärme bilanziert, d.h. die Erdgas-Anteile sind nicht Teil der Bilanzierung, was wiederum den hohen Netto-Vermeidungsfaktor im Vergleich zu den Elektro-Wärmepumpen erklärt.

Tabelle 110: Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie (Wärmepumpe - geothermisch)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	2.105.621	958.997	1.146.624	191,03
CO ₂	2.036.274	903.013	1.133.261	188,80
CH ₄	2.171	1.575	596	0,10
N ₂ O	32	45	-13	0,00
SO₂-Äq.	1.693	1.414	279	0,05
SO ₂	588	526	63	0,01
NO _x	1.587	1.276	311	0,05
Staub	117	139	-22	0,00
CO	965	1.619	-654	-0,11
NMVOG	263	197	66	0,01

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 111: Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Wärmepumpe - hydrothermisch)

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	414.464	201.245	213.219	180,46
CO ₂	400.814	189.145	211.669	179,15
CH ₄	427	344	83	0,07
N ₂ O	6	9	-3	0,00
SO₂-Äq.	333	330	3	0,00
SO ₂	116	129	-13	-0,01
NO _x	312	290	23	0,02
Staub	23	37	-14	-0,01
CO	190	435	-245	-0,21
NMVOG	52	35	16	0,01

Quelle: Eigene Berechnungen

5.9 Tiefengeothermie

Im Vergleich zur Stromerzeugung (vgl. Kapitel 4.5) sind zur Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie andere Bedingungen an Temperatur und Fördervolumen des Thermalwassers zu stellen. Generell benötigen geothermische Heizwerke deutlich geringere Bohrtiefen und sind auf Grund ihrer anderen Charakteristik separat zu betrachten. Da sich der überwiegende Teil der geothermischen Heizwerke im Süddeutschen Molassebecken befindet, wird für die folgenden Betrachtungen ein auf bayerischen Mittelwerten beruhendes hydrothermales Heizwerk zugrunde gelegt.

Laut Angaben des tiefengeothermischen Informationssystems (GeotIS, 2022) waren im Jahr 2021 37 geothermische Heizwerke bzw. Heizkraftwerke mit Haupt- bzw. Nebennutzung Fernwärme in Betrieb. Darüber hinaus waren noch kleinere balneologische Anlagen sowie wenige Anlagen zur Gebäudeheizung in Betrieb. Insgesamt entspricht dies in Summe einer geothermischen Leistung von ca. 404 MW_{th}.

5.9.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 112 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁷⁷

Tabelle 112: Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

	2021 [GWh]
Tiefengeothermie	1.578

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

Die Angaben zur Wärmebereitstellung beruhen auf einer Berechnung des Geothermischen Informationssystems (GeotIS, 2022) zur Direktwärmennutzung aus geothermischen Heizwerken und Heizkraftwerken in Deutschland (Agemar, Weber, & Schulz, 2014). GeotIS wird vom Leibniz-Institut für angewandte Geophysik betrieben und in enger Zusammenarbeit mit den geologischen Landesämtern fortlaufend aktualisiert.

5.9.2 Substitutionsfaktoren

Hinsichtlich der Substitutionsbeziehungen der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie wird angenommen, dass zu 100 % mit fossilen Energieträgern erzeugte Fernwärme ersetzt wird (vgl. Tabelle 113). Dabei wird davon ausgegangen, dass die mit der Bereitstellung von fossiler bzw. tiefengeothermischer Fernwärme verbundenen Netzverluste die gleiche Größenordnung aufweisen und an dieser Stelle nicht weiter berücksichtigt werden.

Tabelle 113: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Strom [%]	Fernwärme [%]
Tiefengeothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0

Quelle: Eigene Setzung

Die vermiedenen Brutto-Emissionen der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie lassen sich aufbauend auf den dargestellten Substitutionsfaktoren mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 59) sowie die Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60) berechnen.

⁷⁷ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

5.9.3 Emissionsfaktoren

Aktuelle Emissionsfaktoren der geothermischen Wärmebereitstellung wurden zuletzt durch das (Öko-Institut, 2012) auf Basis einer umfassenden Sachbilanz des Internationalen Geothermiezentrums Bochum (GZB, 2012) berechnet.

Für ein geothermisches Heizwerk (Süddeutschen Molassebecken, s.o.), wird für die folgenden Betrachtungen eine Thermalwassertemperatur von 85 °C zugrunde gelegt. Dies korrespondiert z. B. mit einer thermischen Leistung von ca. 9,1 MW_{th}. Diese und weitere relevante Parameter sind in Tabelle 114 aufgeführt und in (GZB, 2012) dokumentiert.

Tabelle 114: Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

Parameter		Süddeutsches Molassebecken
mittlere Außentemperatur	[°C]	6,8
Vor- und Rücklauf­temperatur Thermalwasser	[°C]	85 / 55
Massenstrom Thermalwasser	[kg / s]	76
Tiefe	[m]	2.072
technische Lebensdauer	[a]	30
Volllaststunden	[h / a]	3.000
installierte Wärmeleistung	[kW _{th}]	9.143

Quelle: (GZB, 2012)

Während sich die spezifischen Aufwendungen in der Errichtungsphase je Meter Bohrtiefe nicht wesentlich von denjenigen bei der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie unterscheiden (vgl. hierzu Kapitel 4.5), fällt der Stromeigenverbrauch bei den geothermischen Heizwerken deutlich geringer aus, weil auf einen Binärkreislauf zur Stromerzeugung und eine Kühlung verzichtet werden kann. Lediglich der Energieverbrauch der Förderpumpe ist daher zu berücksichtigen (hier mit 6 % bezogen auf die Wärme (GZB, 2012)). Die nach direkten Emissionen, Emissionen aus den Vorketten und Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie aufgeschlüsselten Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie sind in Tabelle 115 aufgeführt. Der Betrieb geothermischer Heizwerke selbst ist emissionsfrei, sodass direkte Emissionen nicht zu berücksichtigen sind.

Tabelle 115: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Geothermie Geothermie-Heizwerk Süddt. Molassebecken										
Vorkette	6,477	6,147	0,011	0,000	0,013	0,003	0,013	0,004	0,050	0,000
Direkte	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	29,094	27,307	0,049	0,002	0,033	0,013	0,029	0,001	0,020	0,002
Gesamt	35,571	33,454	0,060	0,002	0,046	0,016	0,042	0,006	0,070	0,002

Quelle: GEMIS 5.0 (IINAS, 2020), (Öko-Institut, 2012), (GZB, 2012)

5.9.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 116).

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhauseffekt werden ca. 429 kt CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen vermieden. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt bei 272 g CO₂-Äq. / kWh_{th}, wobei hier berücksichtigt werden muss, dass sich dieser Faktor im Unterschied beispielsweise zu Brennholz bereits auf die dem Wärmeverteilsystem (inkl. Speicher) unmittelbar zur Verfügung stehende Wärme bezieht.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe trägt die Nutzbarmachung erneuerbarer Wärme aus Tiefengeothermie erheblich zur Entlastung bei. Dies gilt auch für weitere Luftschadstoffe wie Staub, Kohlenmonoxid und flüchtige organische Verbindungen.

Tabelle 116: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	485.218	56.126	429.093	271,95
CO ₂	441.911	52.785	389.126	246,62
CH ₄	1.464	94	1.369	0,87
N ₂ O	9	3	6	0,00
SO₂-Äq.	401	72	329	0,21
SO ₂	150	26	124	0,08
NO _x	360	66	293	0,19
Staub	103	9	94	0,06
CO	112	110	2	0,00
NMVOG	65	3	62	0,04

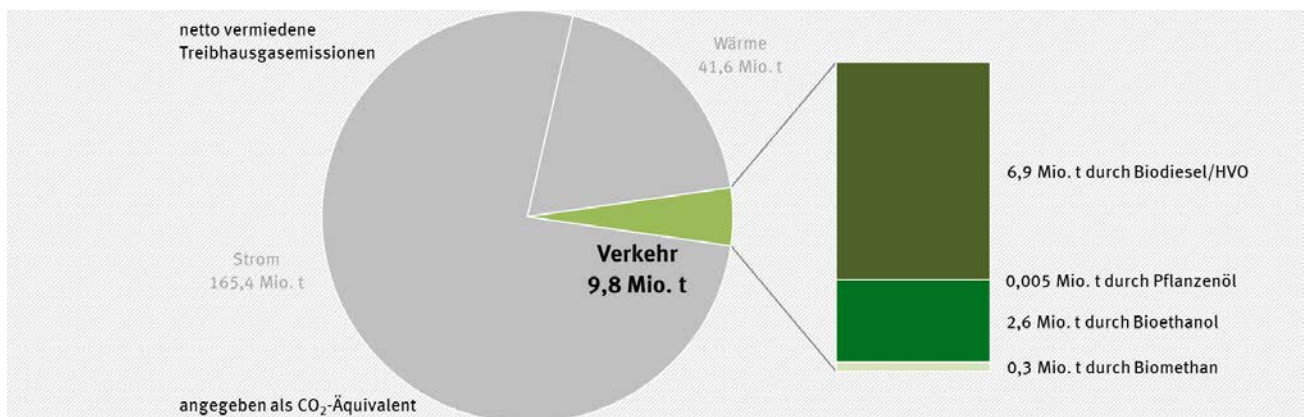
Quelle: Eigene Berechnungen

6 Erneuerbare Energien im Verkehrssektor

Die Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor erfolgt mit einem Anteil von etwa 87 % an der Gesamtnutzung wesentlich durch den Einsatz von Biokraftstoffen. Der Beitrag des erneuerbaren Stroms beläuft sich auf circa 13 %. Die Anteile weiterer erneuerbarer Energieträger zum Kraftstoffsektor (z. B. synthetische Kraftstoffe, Wasserstoff) sind aufgrund der sehr geringen Einsatzmengen noch nicht in der Energiestatistik erfasst und werden daher in der Emissionsbilanz ebenfalls nicht berücksichtigt. Da der erneuerbare Stromverbrauch im Verkehrssektor bereits Bestandteil der Bilanzierung im Stromsektor ist, werden an dieser Stelle somit ausschließlich flüssige Biokraftstoffe und Biomethan betrachtet.

Durch die Nutzung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär) wurden im Jahr 2021 Treibhausgasemissionen in Höhe von annähernd 10 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Von den drei untersuchten Sektoren (Strom, Wärme und Verkehr) trug der Verbrauch von Biokraftstoffen damit etwa 5 Prozent zur Netto-Gesamtemissionsvermeidung an Treibhausgasen bei. Die größten THG-Vermeidungen wurden durch den Einsatz von Biodiesel und Hydrogenated Vegetable Oils (HVO) (6,9 Mio. t CO₂-Äq.) und Bioethanol (2,6 Mio. t CO₂-Äq.) erreicht. Der Einsatz von Pflanzenöl und Biomethan hatte aufgrund der sehr geringen Einsatzmengen nur einen marginalen Effekt (siehe Abbildung 17).

Abbildung 17: Anteil des EE-Verbrauchs im Verkehrssektor an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien*



*ausschließlich biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär und ohne Stromverbrauch des Verkehrssektors), basierend auf Daten der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) für das Jahr 2020 sowie keine Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

Quelle: Eigene Darstellung

Um die Einzelheiten der Emissionsbilanz des Biokraftstoffverbrauchs in Deutschland abbilden zu können, ist es essentiell die Art und Herkunft der Rohstoffe zur Biokraftstoffherstellung mit einzubeziehen. Emissionen aus direkten und indirekten Landnutzungsänderungen werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

In den folgenden Abschnitten wird nacheinander die Emissionsbilanz der Biokraftstoffe Biodiesel, Bioethanol, Pflanzenöl und Biomethan im Detail erläutert. Diese Unterkapitel sind dabei stets gleich aufgebaut: Nach einer kurzen Einleitung werden die jeweils spezifischen Eingangsparameter des Endenergieverbrauchs sowie der Substitutions- und Emissionsfaktoren erläutert (vgl. auch Kapitel 2.2), bevor die Ergebnisse der Emissionsbilanz des jeweiligen erneuerbaren Energieträgers nach der in Kapitel 2.1 erläuterten Methodik dargestellt werden.

6.1 Biodiesel und HVO

Biodiesel besteht aus Fettsäuremethylestern (Fatty Acid Methylester (FAME)), die durch Umesterung aus pflanzlichen oder ggf. tierischen Ölen hergestellt werden. Die Qualitätsanforderungen an Biodiesel sind in der DIN EN 14214 festgelegt. Hydrierte Pflanzenöle (von Hydrogenated Vegetable Oils abgeleitet, auch HVO genannt) sind Gemische reiner Kohlenwasserstoffe, die aus den Fettsäureketten der Pflanzenöle mittels katalytischer Reaktion unter Zugabe von Wasserstoff (Hydrierung) hergestellt werden.

6.1.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Bereitstellung von Biodiesel/HVO wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 117 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.⁷⁸

Die Daten beruhen auf den Angaben zum Absatz der Mineralölstatistik des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

Analog zu den internationalen Bilanzierungsvorgaben und zum Vorgehen der AGEB wird der in den Bereichen Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär eingesetzte Biodiesel (inkl. HVO) nicht dem Verkehrssektor zugeordnet, sondern im Wärmesektor unter flüssiger Biomasse verbucht (vgl. Kapitel 5.4).

Biodiesel wird in Deutschland i. d. R. dem mineralischen Diesel beigemischt. Die Verwendung als Reinkraftstoff spielt kaum eine Rolle. HVO wird ebenfalls fast ausschließlich im Zuge von Beimischungen genutzt.

Tabelle 117: Verbrauch von Biodiesel und HVO im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär)

	2021 [GWh]
Biodiesel/HVO	25.072

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

6.1.2 Substitutionsfaktoren

Der Berechnung der Substitutionsbeziehung zwischen mineralischem Diesel und Biodiesel/HVO liegt die Annahme zugrunde, dass eine kWh Biodiesel/HVO genau eine kWh mineralisches Dieselöl ersetzt. Dieses Verhältnis begründet sich damit, dass beide Kraftstoffe ein weitgehend gleiches Motorverhalten aufweisen (Gohlisch, 2013) und fast ausschließlich als Mischkraftstoffe verwendet werden.

6.1.3 Emissionsfaktoren

Im Jahr 2021 fußte nach vorläufigen Angaben der BLE der überwiegende Teil des verwendeten Biodiesels auf biogenen Abfällen, gefolgt von Rapsöl und Palmöl. Sonnenblumen / Soja und Äthiopischer Senf

⁷⁸ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

spielten dagegen nur eine relativ geringe Rolle. HVO wurde im Wesentlichen auf Palmölbasis hergestellt (vgl. Tabelle 118).

Tabelle 118: Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Biodiesels/HVOs

	Raps [%]	Sonnenblumen / Soja / Äthiopischer Senf [%]	Palmöl [%]	Abfall/Reststoff [%]
Biodiesel	31,6	6,7	24,8	36,9
HVO	0,0	0,0	80,0	20,0
Biodiesel/HVO-Mix	20,9	4,4	43,6	31,2

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Daten der BLE für das Jahr 2020

Der UBA-Emissionsberechnung für Biodiesel/HVO liegen neben der Rohstoffbasis für das Jahr 2021 (Tabelle 118), die im Zuge der THG-Quote (Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen, 2009) von den Wirtschaftsakteuren selbst bilanzierten bzw. angesetzten THG-Emissionen, wie sie die BLE im Zuge ihres jährlichen Evaluations- und Erfahrungsberichts zur Biokraftstoff-/Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BLE, 2021) veröffentlicht, zugrunde. Die Emissionen der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden dann vom UBA überschlägig auf Basis der publizierten Gesamt-THG-Emissionen unter Einbeziehung der Erkenntnisse des Forschungsvorhabens „BioEm“ (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) und anderer Expertisen (IFEU, 2011) sowie verschiedener Annahmen und Analogieschlüsse abgeleitet. Da Informationen zu der Vielzahl der über alle Rohstoffe, Transport- und Herstellungswegen einfließenden Teilmengen nicht oder nur ansatzweise bekannt sind, ist die Verfahrensweise mit größeren Unsicherheiten behaftet. Die nach Rohstoff untergliederten Datensätze umfassen die Emissionen der gesamten Vorkette sowie direkte Emissionen. Die Emissionsfaktoren von abfallbasiertem Biodiesel sind signifikant niedriger als die der anderen Rohstoffpfade, da die Vorketten dieser Einsatzstoffe bis zur Sammlung mit Null angesetzt werden. Tabelle 119 gibt einen Überblick über die Emissionsfaktoren der Biodiesel- und HVO-Verwendung, differenziert nach der Rohstoffbasis.

Tabelle 119: Biodiesel- und HVO-Emissionsfaktoren differenziert nach Art des Biokraftstoffs und Rohstoffbasis*

Biodiesel / HVO	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Biodiesel (Raps)										
Vorkette	99,36	57,463	0,154	0,128	0,196	0,049	0,210	0,013	0,062	0,020
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,160	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043
Gesamt	99,36	57,46	0,154	0,128	0,357	0,146	0,302	0,026	0,106	0,063
Biodiesel (Sonnenblumen / Soja / Äthiopischer Senf)										
Vorkette	89,60	39,909	0,131	0,156	0,905	0,434	0,673	0,047	0,093	0,023
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,160	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043
Gesamt	89,60	39,91	0,131	0,156	1,066	0,531	0,765	0,059	0,138	0,065
Biodiesel (Palmöl)										
Vorkette	71,17	36,435	0,225	0,098	0,657	0,295	0,518	0,057	0,064	0,018

Biodiesel / HVO	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,160	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043
Gesamt	71,17	36,43	0,225	0,098	0,817	0,391	0,610	0,070	0,108	0,060
Biodiesel (Abfall, Reststoff)										
Vorkette	26,10	23,826	0,080	0,001	0,103	0,053	0,072	0,006	0,018	0,005
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,160	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043
Gesamt	26,10	23,83	0,080	0,001	0,263	0,149	0,164	0,019	0,063	0,047
HVO										
Vorkette	71,02	26,696	0,607	0,098	0,514	0,227	0,410	0,048	0,059	0,016
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,160	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043
Gesamt	71,02	26,70	0,607	0,098	0,674	0,323	0,502	0,060	0,103	0,059

* keine Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

Quelle: UBA auf Basis von ZSE (UBA, 2022) und Daten der BLE für das Jahr 2020

Hier aufgeführte Werte sind im Rahmen der THG-Quote (Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen, 2009) bilanziert, von der BLE veröffentlicht worden und werden vom UBA als Grundlage für die Emissionsbilanzierung herangezogen. Zu bemerken ist, dass die Werte insgesamt deutlich unter denen der Ökobilanzdatenbanken (IINAS, 2020; ecoinvent, 2017) und verschiedener wissenschaftlicher Veröffentlichungen (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016; Braune, et al., 2016; DBFZ, 2015a; JRC, 2017; JRC, 2014) liegen. Ursächlich dafür sind insbesondere folgende Sachverhalte:

- Der in Deutschland zum Einsatz gelangende Biodiesel kommt aufgrund der ausschließlich hier bestehenden THG-Quote schwerpunktmäßig aus besonders energieeffizienten Anlagen, welche zum größten Teil strom- und wärmeverbrauchsreduziert sowie gleichfalls stoffstromoptimiert arbeiten. Zudem erfolgt teilweise eine emissionsreduzierende gekoppelte Bereitstellung von Strom und Prozesswärme mittels KWK. Daher sind die in Deutschland in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe bzgl. der Höhe der Treibhausgasreduzierung als nicht typisch für die in Europa eingesetzten biogenen Kraftstoffe anzusehen. Den durch Forschungsinstitute veröffentlichten Werten und den (typischen) Werten der RED (Richtlinie 2009/28/EG, 2009) (Richtlinie (EU) 2015/1513, 2015) sowie der RED II (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) liegen dagegen eher durchschnittliche und ältere Anlagen mit standardmäßiger Energieversorgung (Erdgas-Kessel bei raps- und abfall-/reststoffbasierter Biodiesel) zugrunde, welche teilweise eher theoretisch bzw. auf Basis einzelner (nicht zwangsläufig typischer) Praxisanlagen abgeleitet wurden.
- Der in den Ländern der Europäischen Union stattfindende Rapsanbau zur Biodieselherstellung wird typischerweise nicht selbst bilanziert, sondern erfolgt i. d. R. auf Basis der NUTS2-Werte gemäß EE-RL-Artikel 19, Absatz 2. Diese beruhen auf Eingangswerten der Jahre 2006-2010 und entsprechen damit nicht dem derzeitigen Stand der Wissenschaft. Zusätzlich ist anzumerken, dass diese die N₂O-Feldemissionen aufgrund des seinerzeit zugrunde gelegten und von

der Europäischen Kommission im Zuge von RED II auch nicht mehr verfolgten DNDC-Modells⁷⁹ (die dort veröffentlichten Werte basieren auf dem GNOC-Modell⁸⁰) tendenziell unterschätzen. Wenigstens bei den deutschen NUTS2-Werten sind zusätzlich die zu gering veranschlagten Stickstoffdüngereinsätze zu nennen. Generell muss an dieser Stelle angemerkt werden, dass die jeweiligen Länderberichte zu den oben genannten NUTS2-Gebieten bzgl. der Eingangswerte sowie der Berechnungsmethodik bei den N₂O-Emissionen vielfach intransparent sind. Aktualisiert, bilanziert bzw. berechnet sollten die THG-Emissionen des beim Biodiesel im Fokus stehenden Rapsanbaus vermutlich etwas höher liegen als bei den derzeit geltenden NUTS2-Werten. Geringere Emissionen sind jedoch ebenfalls nicht auszuschließen.

Die THG-Emissionsfaktoren von fossilem Kraftstoff (vgl. Tabelle 120), welche wiederum in direkte Emissionen und Emissionen aus der Vorkette aufgeteilt sind, bilden die Grundlage zur Bestimmung der vermiedenen Emissionen, die aus dem Einsatz von Biodiesel resultieren. Hierfür liegt der Basiswert der 38. BImSchV § 10 in Höhe von 95,1 g CO₂-Äq. / MJ zu Grunde. Um eine differenzierte Bilanzierung der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe vornehmen zu können, wurden die Emissionsfaktoren der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe mit den entsprechenden Angaben der Ökobilanzdatenbank GEMIS 5.0 ergänzt.

Fahrzeugbedingte Emissionen unterscheiden sich vor allem beim Einsatz von reinem Biodiesel gegenüber mineralischem Diesel. Diese abweichenden Emissionscharakteristika werden in der Emissionsbilanz jedoch nicht berücksichtigt, da die Nutzung von reinem Biodiesel sehr gering ist und zudem keine weitergehenden gesicherten Erkenntnisse zu den Unterschieden hinsichtlich Nutzungsgraden und Emissionen vorliegen. Für die Beimischung von Biodiesel zu mineralischem Diesel ist dagegen höchstens von einer minimalen Veränderung der Motoremissionen auszugehen. Hierzu liegen ebenfalls keine abschließenden Untersuchungsergebnisse vor (Gohlisch, 2013).

Tabelle 120: Emissionsfaktoren von mineralischem Diesel

	CO ₂ - Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Dieselmotorkraftstoff										
Vorkette	71,63	69,851	0,058	0,001	0,143	0,084	0,084	0,012	0,046	0,039
Direkte	270,73	266,50	0,006	0,014	0,600	0,001	0,860	0,010	0,176	0,014
Gesamt	342,36	336,35	0,064	0,015	0,743	0,085	0,945	0,022	0,221	0,053

Quelle: Basiswert auf Grundlage der 38. BImSchV § 10 angepasst mit GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) und ZSE (UBA, 2022)

6.1.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Biodieselbereitstellung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Mit Blick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch den Einsatz von Biodiesel und HVO Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 6,9 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt knapp 276 g CO₂-Äq. / kWh bezogen auf den Gesamteinsatz.

⁷⁹ DeNitrification DeComposition: siehe hierzu bei Leip et al. (2008)

⁸⁰ European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport: The Global Nitrous Oxide Calculator – GNOC – Online Manual Tool, Version 1.2.2, <http://gnoc.jrc.ec.europa.eu>, 18. Oktober 2013

Tabelle 121: Emissionsbilanz der Biodiesel-/HVO-Nutzung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	8.576.208	1.665.425	6.910.784	275,64
CO ₂	8.432.887	862.093	7.570.794	301,96
CH ₄	1.604	7.488	-5.884	-0,23
N ₂ O	371	2.068	-1.696	-0,07
SO₂-Äq.	18.621	13.668	4.954	0,20
SO ₂	2.137	6.576	-4.438	-0,18
NO _x	23.684	10.144	13.539	0,54
Staub	553	1.104	-551	-0,02
CO	5.547	2.404	3.143	0,13
NMVOC	1.328	1.429	-101	0,00

Quelle: Eigene Berechnung

6.2 Bioethanol

Bioethanol ist ein Alkohol, der aus Biomasse gewonnen und in Otto-Motoren fast ausschließlich als Kraftstoffbeimischung an Stelle von Ottokraftstoff bzw. fossilem MTBE verwendet wird. Bioethanol lässt sich auf Basis unterschiedlicher Rohstoffe (Getreide, Rüben, Zuckerrohr, Abfälle/Reststoffe etc.) herstellen. Die Qualitätsanforderungen an Bioethanol sind in der DIN-Norm 51625 (DIN 51625:2008-08) festgelegt.

6.2.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Bereitstellung von Bioethanol wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 122 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung⁸¹. Die Daten beruhen auf den Angaben der Mineralölstatistik des BAFA.

Tabelle 122: Bioethanolverbrauch im Verkehrssektor

	2021 [GWh]
Bioethanol	8.412

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

6.2.2 Substitutionsfaktoren

Der Berechnung der Substitutionsbeziehung zwischen Ottokraftstoff und Bioethanol liegt die Annahme zugrunde, dass eine kWh Bioethanol eine kWh konventionellen Ottokraftstoffs ersetzt. Dieses Verhältnis begründet sich damit, dass beide Kraftstoffe (auch da fast ausschließlich als Mischung mit

⁸¹ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

geringem Bioethanolanteil eingesetzt) ein weitgehend gleiches Motorverhalten aufweisen (Gohlisch, 2013).

6.2.3 Emissionsfaktoren

Getreide (insb. Mais) stellt nach Angaben der BLE das Gros der pflanzlichen Rohstoffe des in Deutschland eingesetzten Bioethanol im Jahr 2020 dar, da Daten für 2021 noch nicht vorliegen, werden diese auch hier angesetzt (vgl. Tabelle 123).

Tabelle 123: Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Bioethanols

	Abfall [%]	Mais [%]	Weitere Getreide- sorten [%]	Zuckerrüben [%]	Zuckerrohr [%]
Bioethanol	5,6	58,8	27,1	1,5	7,0

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten der BLE für das Jahr 2020

Der UBA-Emissionsberechnung für Bioethanol liegen neben der Rohstoffbasis für das Jahr 2020 (Tabelle 123) die im Zuge der THG-Quote (Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen, 2009) von den Wirtschaftsteilnehmern selbst bilanzierten bzw. angesetzten THG-Emissionen, wie sie die BLE im Zuge ihres jährlichen Evaluations- und Erfahrungsberichts zur Biokraftstoff-/Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BLE, 2021) veröffentlicht, zugrunde. Die Emissionen der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden dann vom UBA überschlägig auf Basis der publizierten Gesamt-THG-Emissionen unter Einbeziehung der Erkenntnisse des Forschungsvorhabens „BioEm“ (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) und anderer Expertisen (IFEU, 2011) sowie verschiedener Annahmen und Analogieschlüsse abgeleitet. Da Informationen zu der Vielzahl der über alle Rohstoffe, Transport- und Herstellungswegen einfließenden Teilmengen nicht oder nur ansatzweise bekannt sind, ist die Verfahrensweise mit größeren Unsicherheiten behaftet. In Tabelle 124 sind die Bioethanol-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis dargestellt.

Tabelle 124: Bioethanol-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis*

Bioethanol	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Bioethanol (Abfall, Reststoff)										
Vorkette	18,97	16,205	0,092	0,002	0,041	0,013	0,040	0,003	0,014	0,003
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,194	0,119	0,109	0,014	0,050	0,046
Gesamt	18,97	16,21	0,092	0,002	0,235	0,132	0,148	0,017	0,064	0,049
Bioethanol (Mais)										
Vorkette	26,71	15,309	0,195	0,022	0,081	0,031	0,072	0,006	0,022	0,005
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,194	0,119	0,109	0,014	0,050	0,046
Gesamt	26,71	15,31	0,195	0,022	0,275	0,149	0,181	0,021	0,073	0,051
Bioethanol (Weitere Getreidesorten⁸²)										

⁸² Hauptsächlich Weizen sowie Roggen, Gerste, Triticale etc.

Bioethanol	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Vorkette	24,30	0,595	0,065	0,074	0,130	0,029	0,145	0,011	0,020	0,002
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,194	0,119	0,109	0,014	0,050	0,046
Gesamt	24,30	0,59	0,065	0,074	0,325	0,147	0,254	0,026	0,071	0,048
Bioethanol (Zuckerrüben)										
Vorkette	52,31	26,046	0,199	0,071	0,145	0,030	0,163	0,013	0,049	0,007
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,194	0,119	0,109	0,014	0,050	0,046
Gesamt	52,31	26,05	0,199	0,071	0,339	0,149	0,272	0,028	0,099	0,053
Bioethanol (Zuckerrohr)										
Vorkette	38,38	15,732	0,340	0,048	0,746	0,279	0,666	0,073	0,346	0,121
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,194	0,119	0,109	0,014	0,050	0,046
Gesamt	38,38	15,73	0,340	0,048	0,940	0,398	0,775	0,087	0,396	0,167

* keine Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.

Quelle: UBA auf Basis von ZSE (UBA, 2022) und vorläufiger Daten der BLE für das Jahr 2021

Insgesamt liegen die Werte, welche im Rahmen der THG-Quote bilanziert und von der BLE veröffentlicht sowie anschließend vom UBA als Grundlage für die Emissionsbilanzierung herangezogen werden deutlich unter denen sämtlicher Ökobilanzdatenbanken (IINAS, 2020; ecoinvent, 2017) und diesbezüglichen Veröffentlichungen (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016; Braune, et al., 2016; JRC, 2017; JRC, 2014; DBFZ, 2015b). Ursächlich dafür sind insbesondere folgende Sachverhalte:

- Das in Deutschland zum Einsatz gelangende Bioethanol kommt aufgrund der ausschließlich hier bestehenden THG-Quote schwerpunktmäßig aus besonders energieeffizienten Anlagen, welche zum größten Teil strom- und wärmeverbrauchsreduziert arbeiten. Zudem erfolgt nicht selten auch eine emissionsreduzierende gekoppelte Bereitstellung von Strom und Prozesswärme mittels KWK, teilweise auch auf Basis von Biomasse. Zudem sind Bioethanollieferungen nach Deutschland wahrscheinlich (besonders) häufig durch einen Bonus für die Substitution von fossilem CO₂ gekennzeichnet. Daher ist das in Deutschland in Verkehr gebrachte Bioethanol bzgl. der Höhe der Treibhausgasreduzierung keineswegs typisch für den europäischen Durchschnitt. Den durch Forschungsinstitute veröffentlichten Werten und den (typischen) Werten der RED (Richtlinie 2009/28/EG, 2009) (Richtlinie (EU) 2015/1513, 2015) sowie dem Entwurf der RED-Novelle (Europäische Kommission, 2016) liegen dagegen vielfach durchschnittliche und ältere Anlagen mit standardmäßiger Energieversorgung zugrunde, teilweise theoretisch bzw. auf Basis einzelner (keineswegs zwangsläufig typischer) Praxisanlagen abgeleitet.
- Die Analyse der verfügbaren Informationen zu den geringen Emissionen der Bioethanolherstellung legt nahe, dass die mit den THG-Emissionen sehr stark korrespondierenden Wärme- und Stromverbräuche einiger für den deutschen Markt produzierenden Anlagen deutlich unter denen einer „Durchschnittsanlage“ liegen müssen.
- Der in den Ländern der Europäischen Union stattfindende Substratanbau zur Bioethanolherstellung wird typischerweise nicht selbst bilanziert, sondern erfolgt i. d. R. auf Basis der NUTS2-Werte gemäß EE-RL-Artikel 19, Absatz 2. Diese beruhen auf Eingangswerten der Jahre

2006-2010 und entsprechen damit nicht mehr dem Stand der Wissenschaft. Inwieweit eine Aktualisierung der Datenbasis sowie ein Methodenwechsel für die Berechnung der Lachgasemissionen zu abweichenden Ergebnissen führen würden, lässt sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht abschließend einschätzen.

- Die hohe THG-Einsparung beim Bioethanol ist u. a. Ergebnis von teilweise sehr hohen CO₂-Gutschriften für die externe Verwendung des prozessbedingt entstehenden biogenen CO₂. Die diesbezüglichen Informationen der Kommission (Europäische Kommission, 2015) erscheinen jedoch nicht ausreichend für die konkrete Bilanzierungspraxis; klare Regeln zur Berechnung der Substitution fossiler CO₂-Mengen fehlen, zumal im Bereich Gewächshausdüngung auch schwierige Allokationsfestlegungen zwischen der i. d. R. parallelen Wärme- und CO₂-Bereitstellung zu treffen sind. Daher kann nicht vollständig ausgeschlossen werden, dass die vorgeschlagte Substitution von konventionellem CO₂ insgesamt zu hoch ausfällt.

Der THG-Emissionsfaktor von fossilem Kraftstoff (vgl. Tabelle 125) - aufgeteilt in direkte Emissionen sowie Vorkettenemissionen - bildet die Grundlage zur Bestimmung der vermiedenen Emissionen, die aus dem Einsatz von Bioethanol resultieren. Hierfür liegt der Basiswert der 38. BImSchV § 10 in Höhe von 93,3 g CO₂-Äq. / MJ zugrunde. Zur differenzierten Bilanzierung der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden die Emissionsfaktoren der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe mit den entsprechenden Angaben der Ökobilanzdatenbank GEMIS 5.0 ergänzt.

Tabelle 125: Emissionsfaktoren von Ottokraftstoff

	CO ₂ - Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ - Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Ottokraftstoffe										
Vorkette	64,75	62,723	0,062	0,002	0,174	0,104	0,100	0,014	0,052	0,520
Direkte	271,13	270,00	0,027	0,002	0,133	0,003	0,187	0,007	3,583	0,247
Gesamt	335,88	332,72	0,088	0,003	0,306	0,107	0,287	0,021	3,634	0,767

Quelle: Basiswert auf Grundlage 38. BImSchV §10 angepasst mit GEMIS 5.0 (IINAS, 2015) und ZSE (UBA, 2022)

Fahrzeugbedingte Emissionen unterscheiden sich insbesondere beim Einsatz von Kraftstoffen mit hohem Bioethanolanteil gegenüber Ottokraftstoff. Für die Beimischung von Bioethanol zu Ottokraftstoff ist jedoch höchstens von einer leichten Veränderung des fahrzeugbedingten Emissionsverhaltens auszugehen. Hierzu liegen ebenfalls keine abschließenden Untersuchungsergebnisse vor (Gohlisch, 2013).

6.2.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Bioethanolverwendung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Mit Blick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch den Einsatz von Bioethanol Treibhausgasemissionen in Höhe von etwa 2,6 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 309 g CO₂-Äq. / kWh bezogen auf den Gesamteinsatz von Bioethanol. In Hinblick auf die Luftschadstoffe ist der Einsatz von Bioethanol differenziert zu bewerten. Durch den Einsatz von Bioethanol resultieren sowohl zusätzlich Schwefeldioxid, als auch Stickoxid-, Staub- und Kohlenmonoxid-Emissionen. Lediglich für die flüchtigen organischen Verbindungen sind Reduzierungen zu verzeichnen.

Tabelle 126: Emissionsbilanz der Bioethanolnutzung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	2.826.763	224.703	2.602.060	309,33
CO ₂	2.798.867	96.846	2.702.021	321,21
CH ₄	742	1.378	-635	-0,08
N ₂ O	27	313	-287	-0,03
SO₂-Äq.	2.576	2.798	-222	-0,03
SO ₂	897	1.384	-486	-0,06
NO _x	2.413	2.026	387	0,05
Staub	176	224	-48	-0,01
CO	30.571	795	29.776	3,54
NMVOC	6.452	488	5.964	0,71

Quelle: Eigene Berechnung

6.3 Pflanzenöl

Pflanzenöle sind aus Ölpflanzen gewonnene Fette und fette Öle. Die Eigenschaften von Pflanzenölen zum Einsatz im Kraftstoffbereich sind in der DIN-Norm 51605 (DIN 51605:2010-09) definiert.

6.3.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zum Verbrauch von Pflanzenöl wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 127 angegebene Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die (nun) jährlich im vierten Quartal veröffentlicht wird. Zusätzlich erfolgt zum Februar/März eine Datenaktualisierung⁸³.

Die Daten des Jahres 2021 beruhen auf Angaben der Energiesteuerstatistik unter Berücksichtigung der Agrardieselerückerstattung.

Tabelle 127: Pflanzenölverbrauch

	2021 [GWh]
Pflanzenöl	21

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

6.3.2 Substitutionsfaktoren

Der Berechnung der Substitutionsbeziehung zwischen mineralischem Diesel und Pflanzenöl liegt die Annahme zugrunde, dass eine kWh Pflanzenöl eine kWh mineralischen Diesels ersetzt. Dieses Verhältnis begründet sich damit, dass beide Kraftstoffe kein stark abweichendes Motorverhalten aufweisen (Gohlisch, 2013).

⁸³ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

6.3.3 Emissionsfaktoren

Der UBA-Emissionsberechnung für Pflanzenöl liegen neben der Rohstoffbasis für das Jahr 2021 (vgl. Tabelle 128) die im Zuge der THG-Quote (Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen, 2009) von den Wirtschaftsteilnehmern selbst bilanzierten bzw. angesetzten THG-Emissionen, wie sie die BLE im Zuge ihres jährlichen Evaluations- und Erfahrungsberichts zur Biokraftstoff-/Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BLE, 2020) veröffentlicht, zugrunde.

Tabelle 128: Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Pflanzenöls

	Raps [%]	Soja [%]	Palmöl [%]
Pflanzenöl	48,2	0,0	51,8

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten der BLE für das Jahr 2020

Die Emissionen der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden dann vom UBA überschlägig auf Basis der publizierten Gesamt-THG-Emissionen unter Einbeziehung der Erkenntnisse des Forschungsvorhabens „BioEm“ (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) und anderer Expertisen (IFEU, 2011) sowie verschiedener Annahmen und Analogieschlüsse abgeleitet. Da Informationen zu der Vielzahl der über alle Rohstoffe, Transport- und Herstellungswegen einfließenden Teilmengen nicht oder nur ansatzweise bekannt sind, ist die Verfahrensweise mit größeren Unsicherheiten behaftet.

Der Einsatz von reinem Pflanzenöl in landwirtschaftlichen Fahrzeugen mit für den Einsatz von Pflanzenöl ausgelegten Motoren zeigt, entsprechend aktuellen Messreihen des Technologie- und Förderzentrums Straubing (TFZ), keine signifikant abweichenden Motoremissionen gegenüber mineralischem Diesel in konventionellen Dieselmotoren. Bei älteren Motoren (nach EU-Abgasnorm 1-3B) sind die Motoremissionen etwas höher als bei Dieselmotoren, es kommt allerdings nicht zu gravierenden Abweichungen (Thuneke, 2013).

Für die Beimischung von Pflanzenöl zu mineralischem Diesel – was jedoch eher eine Ausnahme darstellt – ist ebenfalls nur von einer leichten Veränderung des fahrzeugbedingten Emissionsverhaltens auszugehen. In Tabelle 129 sind die Emissionsfaktoren der Pflanzenöl-Verwendung dargestellt.

Tabelle 129: Pflanzenöl-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis*

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]					
Pflanzenöl										
Vorkette	113,76	40,029	0,108	0,238	0,109	0,080	0,042	0,032	0,060	0,010
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,160	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043
Gesamt	113,76	40,03	0,108	0,238	0,270	0,176	0,135	0,044	0,105	0,052

* keine Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

Quelle: UBA auf Basis von ZSE (UBA, 2022) und Daten der BLE für das Jahr 2020

Der THG-Emissionsfaktor von fossilem Kraftstoff (vgl. Tabelle 130) welche wiederum in direkte Emissionen und Emissionen aus der Vorkette aufgeteilt sind, bilden die Grundlage zur Bestimmung der vermiedenen Emissionen, die aus dem Einsatz von Pflanzenöl resultieren. Hierfür liegt der Basiswert der

38. BImSchV § 10 in Höhe von 95,1 g CO₂-Äq. / MJ zu Grunde. Um eine differenzierte Bilanzierung der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe vornehmen zu können, wurden die Emissionsfaktoren der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe mit den entsprechenden Angaben der Ökobilanzdatenbank GEMIS 5.0 ergänzt.

Tabelle 130: Emissionsfaktoren von mineralischem Diesel

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Dieselmotorkraftstoff										
Vorkette	71,63	69,851	0,058	0,001	0,143	0,084	0,084	0,012	0,046	0,039
Direkte	270,73	266,50	0,006	0,014	0,600	0,001	0,860	0,010	0,176	0,014
Gesamt	342,36	336,35	0,064	0,015	0,743	0,085	0,945	0,022	0,221	0,053

Quelle: Basiswert auf Grundlage der 38. BImSchV § 10 angepasst mit GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) und ZSE (UBA, 2022)

6.3.4 Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Pflanzenölnutzung im Kraftstoffsektor errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasereffekt wurden durch den Einsatz von Pflanzenöl Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 5.000 t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 231 g CO₂-Äq. / kWh. Der Einsatz von Pflanzenöl führt bei Staub und Schwefeldioxid zu höheren Emissionen. Emissionsminderungen resultieren bei Stickoxiden, Kohlenmonoxiden und bei den flüchtigen organischen Verbindungen.

Tabelle 131: Emissionsbilanz der Pflanzenölnutzung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	7.183	2.330	4.853	231,10
CO ₂	7.063	1.052	6.012	286,27
CH ₄	1	7	-6	-0,28
N ₂ O	0	4	-3	-0,16
SO₂-Äq.	16	11	4	0,20
SO ₂	2	6	-4	-0,19
NO _x	20	8	12	0,57
Staub	0	1	-1	-0,04
CO	5	2	2	0,10
NMVOC	1	1	0	-0,01

Quelle: Eigene Berechnung

6.4 Biomethan

Biomethan⁸⁴ wird aus Rohbiogas durch unterschiedliche Aufbereitungsverfahren - bei denen der Methangehalt durch Abscheidung anderer Gasbestandteile erhöht wird – gewonnen. Die Aufbereitung von Biogas muss, um äquivalent als Kraftstoff einsetzbar zu sein, den Anforderungen der DIN EN 16723-2:2017 „Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz - Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge“ zur Gasbeschaffenheit entsprechen.

6.4.1 Endenergiebereitstellung

Die Angaben zur Bereitstellung von Biomethan werden von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 2.2.1). Die Daten beruhen auf vorläufigen Angaben der BLE zu den Beantragungen zur Anrechnung auf die Treibhausgasminderungsquote unter Berücksichtigung der BDEW-Konvention zur Brennwert-Heizwert-Umrechnung.

Der in Tabelle 132 dokumentierte Datenstand entspricht der BMWK-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWK, 2022), die nun jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung⁸⁵.

Die Daten beruhen bis 2019 auf Angaben der BLE und seit 2019 bislang auf Marktbefragungen unter Berücksichtigung der BDEW-Konvention zur Brennwert-Heizwert-Umrechnung.

Tabelle 132: Biomethanverbrauch im Verkehrssektor

	2021 [GWh]
Biomethan	965

Quelle: (AGEE-Stat, 2022)

6.4.2 Substitutionsfaktoren

Der Berechnung der Substitutionsbeziehung zwischen Erdgas und Biomethan liegen die folgenden Annahmen zugrunde: Eine kWh Biomethan ersetzt eine kWh Erdgas. Dieses Verhältnis begründet sich damit, dass sich aufbereitetes Biogas von Erdgas höchstens marginal unterscheidet.

6.4.3 Emissionsfaktoren

Die Treibhausgasemissionen der Biomethanbereitstellung sind, ähnlich der Biogasproduktion, von folgenden Einflussgrößen bestimmt:

- Art der eingesetzten Biomasse und Anbau
- Transport und Lagerung der Biomasse (u. a. Silierung der Biomasse)

⁸⁴ Die Begriffe Biomethan und Bioerdgas werden häufig als Bezeichnung für Methan biologischen Ursprungs genutzt. Es handelt sich dabei um Biogas, das auf Erdgasqualität aufbereitet ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. In diesem Bericht wird durchgängig der Begriff Biomethan verwendet.

⁸⁵ Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/ee-in-zahlen-zeitreihen>

- Anlagen- und Fermentationstechnik (u. a. Leckage von Fermentern, Undichtigkeiten von Leitungen)
- Gärrestlagerung und -ausbringung (u. a. offene oder geschlossene Gärrestlagerung)
- Aufbereitung des Rohbiogases auf Erdgasqualität
- Transport des Biomethans zur Tankstelle und Bereitstellung

Bei der Aufbereitung von Rohbiogas zu Biomethan entstehen gegenüber der Biogasgewinnung zusätzliche klimarelevante Treibhausgasemissionen, abhängig insb. vom Methanschluß der Aufbereitungstechnik, einer vorhandenen Abgasnachverbrennung sowie der Energieversorgung der Aufbereitungs- und Einspeiseanlage (BMU, 2012b).

Das im Jahr 2021 im Verkehrssektor genutzte Biomethan basierte auf Basis vorläufiger Angaben zu etwa 73,1 % auf Abfällen/Reststoffen, insbesondere handelte es sich dabei um Schlempe aus der Bioethanolherstellung (inkl. Stroh) sowie zu einem geringen Anteil aus Biotonnenabfällen. Energiepflanzen tragen zu knapp 26,9 % zur Biomethanbereitstellung bei.

Tabelle 133: Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Biomethans

	Abfall/Reststoffe [%]	Energiepflanzen [%]	Gülle [%]
Biomethan	73,1	26,9	0,0

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten der BLE für das Jahr 2020

Der UBA-Emissionsberechnung für Biomethan liegen neben der Rohstoffbasis für das Jahr 2020 die im Zuge der THG-Quote (Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen, 2009) von den Wirtschaftsteilnehmern selbst bilanzierten bzw. angesetzten THG-Emissionen, wie sie die BLE im Zuge ihres jährlichen Evaluations- und Erfahrungsberichts zur Biokraftstoff-/Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BLE, 2021) veröffentlicht, zugrunde. Verwendung fanden vorläufige Werte für das Jahr 2021. Die Emissionen der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden dann vom UBA überschlägig auf Basis der publizierten Gesamt-THG-Emissionen unter Einbeziehung der Erkenntnisse des Forschungsvorhabens „BioEm“ (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) und anderer Expertisen (IFEU, 2011) sowie verschiedener Annahmen und Analogieschlüsse abgeleitet. Da Informationen zu der Vielzahl der über alle Rohstoffe, Transport- und Herstellungswegen einfließenden Teilmengen nicht oder nur ansatzweise bekannt sind, ist die Verfahrensweise mit größeren Unsicherheiten behaftet. Tabelle 134 gibt die Emissionsfaktoren der Biomethan-Nutzung wieder.

Der THG-Emissionsfaktor von fossilem Kraftstoff (vgl. Tabelle 135) welche wiederum in direkte Emissionen und Emissionen aus der Vorkette aufgeteilt sind, bilden die Grundlage zur Bestimmung der vermiedenen Emissionen, die aus dem Einsatz von Biomethan resultieren. Hierfür liegt der Basiswert der 38. BImSchV § 3 in Höhe von 94,1 g CO₂-Äq. / MJ zu Grunde. Um eine differenzierte Bilanzierung der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe vornehmen zu können, wurden die Emissionsfaktoren der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe mit den entsprechenden Angaben der Ökobilanzdatenbank GEMIS 5.0 ergänzt.

Tabelle 134: Biomethan-Emissionsfaktoren

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOc
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Biomethan (Energiepflanzen)										
Vorkette	32,18	16,609	0,607	0,001	0,079	0,036	0,062	0,006	0,025	0,003

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,076	0,006	0,100	0,004	0,063	0,011
Gesamt	32,18	16,61	0,607	0,001	0,155	0,042	0,162	0,010	0,088	0,014

Quelle: UBA auf Basis von ZSE (UBA, 2022) und vorläufiger Daten der BLE für das Jahr 2021

Tabelle 135: Emissionsfaktoren von CNG-Erdgas auf Grundlage des Basiswerts nach 38. BImSchV

	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
CNG-Erdgas auf Grundlage des Basiswerts nach der 38. BImSchV										
Vorkette	67,83	66,286	0,054	0,001	0,093	0,049	0,063	0,009	0,037	0,519
Direkte	270,93	268,25	0,017	0,008	0,366	0,002	0,523	0,009	1,879	0,130
Gesamt	338,76	334,53	0,071	0,008	0,459	0,051	0,587	0,017	1,916	0,649

Quelle: Basiswert auf Grundlage der 38. BImSchV § 3 angepasst mit GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) und ZSE (UBA, 2022)

6.4.4 Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Biomethanbereitstellung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch den Einsatz von Biomethan Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 300.000 t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt knapp 307 g CO₂-Äq. / kWh bezogen auf den Gesamteinsatz von Biome- than.

Tabelle 136: Emissionsbilanz der Biomethannutzung

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungsfaktor [g/kWh]
CO₂-Äq.	326.847	31.057	295.790	306,52
CO₂	322.825	16.028	306.798	317,92
CH₄	68	586	-517	-0,54
N₂O	8	1	7	0,01
SO₂-Äq.	443	149	294	0,30
SO₂	49	41	9	0,01
NO_x	566	156	410	0,42
Staub	17	9	7	0,01
CO	1.849	85	1.764	1,83
NMVOC	627	13	613	0,64

Quelle: Eigene Berechnung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Darstellung der wesentlichen Eingangsparameter der Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energieträger	22
Abbildung 2:	Entwicklung der netto vermiedenen Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien in den letzten 10 Jahren*	36
Abbildung 3:	Netto vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2021*	37
Abbildung 4:	Anteile der Sektoren an der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien und den dadurch vermiedenen THG-Emissionen im Jahr 2021	38
Abbildung 5:	Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Brutto-Stromerzeugung vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2021 nach Energieträgern	40
Abbildung 6:	Spezifische Treibhausgasbilanz der Brutto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2021 nach Energieträgern	40
Abbildung 7:	Durch die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2021 nach Energieträgern	41
Abbildung 8:	Spezifische Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2021 nach Energieträgern	42
Abbildung 9:	Durch die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2021 nach Energieträgern	43
Abbildung 10:	Spezifische Treibhausgasemissionen durch die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2021 nach Energieträgern	43
Abbildung 11:	Netto vermiedene säurebildende Luftschadstoffemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2021	45
Abbildung 12:	Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme sowie Verkehrssektor im Jahr 2021 vermiedene und verursachte säurebildende Schadstoffemissionen nach Energieträgern	46
Abbildung 13:	Netto vermiedene und verursachte Staubemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2021	47
Abbildung 14:	Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme sowie Verkehrssektor im Jahr 2021 vermiedene und verursachte Staubemissionen nach Energieträgern	48
Abbildung 15:	Anteil der EE-Bruttostromerzeugung an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien	49
Abbildung 16:	Anteil des EE-Wärmeverbrauchs an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien	91

Abbildung 17: Anteil des EE-Verbrauchs im Verkehrssektor an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien*140

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht der betrachteten Treibhausgase und Luftschadstoffe.....	20
Tabelle 2:	Vorläufige Schätzwerte für Emissionen infolge von indirekten Landnutzungsänderungen durch Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe (g CO ₂ -Äq. / MJ)	32
Tabelle 3:	Emissionsbilanz für wesentliche Treibhausgase durch erneuerbare im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor im Jahr 2021.....	39
Tabelle 4:	Emissionsvermeidung wesentlicher Luftschadstoffe durch erneuerbare Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung im Jahr 2021	44
Tabelle 5:	Mittlere Brutto-Nutzungsgrade der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)	50
Tabelle 6:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern	50
Tabelle 7:	Stromerzeugung aus Photovoltaik.....	51
Tabelle 8:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik	52
Tabelle 9:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik.....	53
Tabelle 10:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Photovoltaik.....	54
Tabelle 11:	Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)	55
Tabelle 12:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)	56
Tabelle 13:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)	57
Tabelle 14:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)	57
Tabelle 15:	Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)	58
Tabelle 16:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)	59
Tabelle 17:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)	60
Tabelle 18:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)	60
Tabelle 19:	Stromerzeugung aus Wasserkraft	61
Tabelle 20:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft	62
Tabelle 21:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft.....	62
Tabelle 22:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Wasserkraft.....	63

Tabelle 23:	Stromerzeugung aus Tiefengeothermie	64
Tabelle 24:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie...	64
Tabelle 25:	Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die geothermische Stromerzeugung	65
Tabelle 26:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung	66
Tabelle 27:	Emissionsbilanz der geothermischen Stromerzeugung.....	66
Tabelle 28:	Stromerzeugung aus fester Biomasse	67
Tabelle 29:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse.....	68
Tabelle 30:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix	69
Tabelle 31:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse geordnet nach eingesetztem Brennstoff	70
Tabelle 32:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus fester Biomasse.....	72
Tabelle 33:	Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan.....	73
Tabelle 34:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan	74
Tabelle 35:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan sowie geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix.....	75
Tabelle 36:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas/Biomethan	76
Tabelle 37:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biogas.....	78
Tabelle 38:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biomethan.....	79
Tabelle 39:	Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöl)	80
Tabelle 40:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse..	80
Tabelle 41:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix.....	81
Tabelle 42:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse	82
Tabelle 43:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse.....	82
Tabelle 44:	Stromerzeugung aus Klärgas	83
Tabelle 45:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas	84
Tabelle 46:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas.....	84
Tabelle 47:	Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus Klärgas (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)	85

Tabelle 48:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Klärgas.....	85
Tabelle 49:	Stromerzeugung aus Deponiegas	86
Tabelle 50:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas.....	86
Tabelle 51:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas	87
Tabelle 52:	Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus Deponiegas (Mittlung von Kondensations- und KWK-Betrieb)	87
Tabelle 53:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Deponiegas	88
Tabelle 54:	Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	89
Tabelle 55:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls.....	89
Tabelle 56:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	90
Tabelle 57:	Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls (Mittlung von Kondensations- und KWK-Betrieb)	90
Tabelle 58:	Primärenergiebezogene Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls	90
Tabelle 59:	Mittlere Brutto-Nutzungsgrade der Wärmebereitstellung aus konventionellen Energieträgern (Mittlung von Kondensations- und KWK-Betrieb)	92
Tabelle 60:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten, im GHD-Sektor und der Industrie.....	92
Tabelle 61:	Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor	94
Tabelle 62:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor in Bezug auf die angewendete Technik.....	95
Tabelle 63:	Durchschnittlicher Nutzungsgrad der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor	96
Tabelle 64:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor	96
Tabelle 65:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Einzelfeuerungen (private Haushalte und GHD)	98
Tabelle 66:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in zentralen Kessel (private Haushalte und GHD)	99
Tabelle 67:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Pellets (private Haushalte und GHD)	99
Tabelle 68:	Wärmebereitstellung (Endenergie) aus fester Biomasse in der Industrie.....	100

Tabelle 69:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie in Bezug auf die angewendete Technik	100
Tabelle 70:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Endenergiemix	102
Tabelle 71:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie	103
Tabelle 72:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie.....	105
Tabelle 73:	Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung.....	106
Tabelle 74:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung	106
Tabelle 75:	Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme	107
Tabelle 76:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung	108
Tabelle 77:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung	108
Tabelle 78:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung	110
Tabelle 79:	Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und Biodieseinsatz in der Land- und Bauwirtschaft	112
Tabelle 80:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und des Einsatzes von Biodiesel und HVO in der Land- und Bauwirtschaft.....	112
Tabelle 81:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse	113
Tabelle 82:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor	114
Tabelle 83:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl.....	115
Tabelle 84:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Industrie)	115
Tabelle 85:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biodiesel- und HVO-Einsatzes in der Land- und Bauwirtschaft.....	116
Tabelle 86:	Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse.....	117
Tabelle 87:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse.....	118
Tabelle 88:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse.....	119

Tabelle 89:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse	120
Tabelle 90:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biogas	122
Tabelle 91:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biomethan	123
Tabelle 92:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Klärgas	123
Tabelle 93:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Deponiegas.....	123
Tabelle 94:	Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	125
Tabelle 95:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	125
Tabelle 96:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	126
Tabelle 97:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls.....	126
Tabelle 98:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls.....	127
Tabelle 99:	Wärmebereitstellung aus Solarthermie	128
Tabelle 100:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie	128
Tabelle 101:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus Solarthermie	129
Tabelle 102:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie.....	129
Tabelle 103:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Solarthermie.....	130
Tabelle 104:	Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen.....	132
Tabelle 105:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen.....	132
Tabelle 106:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für Wärmepumpen.....	133
Tabelle 107:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen	133
Tabelle 108:	Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Wärmepumpe – aerothermisch)	135
Tabelle 109:	Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Erdgas-Wärmepumpe, erneuerbarer Anteil)...	135
Tabelle 110:	Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie (Wärmepumpe - geothermisch).....	136
Tabelle 111:	Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Wärmepumpe - hydrothermisch)	136
Tabelle 112:	Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie	137

Tabelle 113:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie	137
Tabelle 114:	Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie	138
Tabelle 115:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie.....	138
Tabelle 116:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie...	139
Tabelle 117:	Verbrauch von Biodiesel und HVO im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär)	141
Tabelle 118:	Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Biodiesels/HVOs	142
Tabelle 119:	Biodiesel- und HVO-Emissionsfaktoren differenziert nach Art des Biokraftstoffs und Rohstoffbasis*	142
Tabelle 120:	Emissionsfaktoren von mineralischem Diesel	144
Tabelle 121:	Emissionsbilanz der Biodiesel-/HVO-Nutzung.....	145
Tabelle 122:	Bioethanolverbrauch im Verkehrssektor.....	145
Tabelle 123:	Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Bioethanols	146
Tabelle 124:	Bioethanol-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis* ..	146
Tabelle 125:	Emissionsfaktoren von Ottokraftstoff	148
Tabelle 126:	Emissionsbilanz der Bioethanolnutzung.....	149
Tabelle 127:	Pflanzenölverbrauch.....	149
Tabelle 128:	Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Pflanzenöls	150
Tabelle 129:	Pflanzenöl-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis*	150
Tabelle 130:	Emissionsfaktoren von mineralischem Diesel	151
Tabelle 131:	Emissionsbilanz der Pflanzenölnutzung.....	151
Tabelle 132:	Biomethanverbrauch im Verkehrssektor	152
Tabelle 133:	Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Biomethans	153
Tabelle 134:	Biomethan-Emissionsfaktoren.....	153
Tabelle 135:	Emissionsfaktoren von CNG-Erdgas auf Grundlage des Basiswerts nach 38. BImSchV	154
Tabelle 136:	Emissionsbilanz der Biomethannutzung.....	154

Begriffserklärungen

Im Folgenden werden - thematisch sortiert - die wesentlichen Begrifflichkeiten im Sinne der Verwendung in diesem Bericht erklärt.

Energie

Energie ist die Fähigkeit eines Körpers Arbeit zu verrichten. Energie und Arbeit werden üblicherweise in der Einheit Joule [J] oder Wattsekunden [Ws] (bzw. Kilowattstunden [kWh]) angegeben.

Als **Energiequellen** bezeichnet man das Element, welches die Energie zur Verfügung stellt. Man unterscheidet zwischen regenerativen, sich (unter natürlichen Bedingungen) erneuernden Energiequellen (wie z. B. Sonne, Wind, Fließwasser, Gezeitenhub, Erdwärme) und erschöpflichen, sich nicht (oder nur über einen sehr langen Zeitraum) erneuernden, fossilen Energiequellen.

Energieträger sind physikalische Erscheinungsformen und Stoffe, in denen Energie in Form von chemischen oder physikalischen Bindungsenergien, elektromagnetischer Strahlungsenergie, mechanischer, thermischer oder elektrischer Energie gespeichert ist. Man unterscheidet Primär- und Sekundärenergieträger.

Primärenergieträger sind die in ihrer natürlichen / ursprünglichen Form vorliegenden Energieträger. Ihr Energiegehalt wird als Primärenergie bezeichnet. Man unterteilt sie entsprechend ihrer (ursprünglichen) Energiequelle in Primärenergieträger aus nicht-regenerativen (fossilen und nuklearen) Energiequellen und Primärenergieträger aus regenerativen (erneuerbaren) Energiequellen.

Fossile Energiequellen sind i.d.R. Lagerstätten, in denen Biomasse im Laufe von Jahrtausenden unter hohem Druck und Temperatur in Energierohstoffe mit unterschiedlich langen Kohlenstoffverbindungen (Kohle, Erdöl, Erdgas) umgewandelt wurde.

Erneuerbare Energiequellen sind solche, die nicht durch Lagerstätten begrenzt sind, sondern nach den Zeitmaßstäben des Menschen unendlich lange zu Verfügung stehen bzw. sich ständig erneuern. Solarstrahlung, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenkraft können entweder direkt oder indirekt z. B. in Form von Biomasse, Wind, Wasserkraft, Umgebungswärme sowie Wellenenergie genutzt werden. Im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) gehören zu ihnen: Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Deponiegas und Klärgas sowie der biologisch abbaubare Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie.

Sekundärenergieträger werden durch einen oder mehrere Umwandlungsschritte aus Primärenergieträgern gewonnen. Dabei fallen zwangsläufig Umwandlungs- und Verteilungsverluste an. Die wichtigsten Sekundärenergieträger sind Strom, Fernwärme, Heizöl und Ottokraftstoff.

Der **Substitutionsfaktor** beschreibt, in welchem Maße bestimmte Energieträger durch einen anderen Energieträger ersetzt werden. In diesem Bericht beschreiben die Substitutionsfaktoren insbesondere den Ersatz fossiler Primär- und Sekundärenergieträger durch erneuerbare Energien.

Energieumwandlung: Exergie ist derjenige Teil der Energie, der sich theoretisch in einem reversiblen Vergleichsprozess vollständig in jede andere Energieform umwandeln lässt. Trotz gleicher Energieinhalte ist die Arbeitsfähigkeit verschiedener Energieformen sehr unterschiedlich. So lässt sich etwa elektrischer Strom vollständig in jede andere Energieform umwandeln, während thermische Energie bei der Umwandlung in mechanische und elektrische Energie immer dem Carnot-Wirkungsgrad unterworfen ist. Als Anergie bezeichnet man die Differenz zwischen Energie und Exergie. Anergie ist somit der nicht nutzbare Anteil der Energie.

Als **Nutzenergie** wird diejenige Energieform bezeichnet, die dem Energieanwender nach der letzten Umwandlung zur Deckung seiner Bedürfnisse bzw. Inanspruchnahme einer Energiedienstleistung zur Verfügung steht. Mögliche Formen der Nutzenergie sind unter anderem mechanische Energie, Wärme, Kälte, Licht.

Der **Energieverbrauch** bezeichnet umgangssprachlich die für die zeitliche Dauer der Inanspruchnahme einer Energiedienstleistung eingesetzte Energiemenge und wird i.d.R. in Wattsekunden [Ws] bzw. Kilowattstunden [kWh] angeben.

Der **Endenergieverbrauch** bezeichnet entsprechend die Summe der vom Anwender eingesetzten Primär- und Sekundärenergieträger zur unmittelbaren Erzeugung von Nutzenergie nach Abzug der Umwandlungs- und Verteilungsverluste.

Emissionen

Der Begriff **Emissionen** bezeichnet im Allgemeinen alle in die Umwelt abgegebene feste, flüssige und gasförmige Schadstoffe sowie die Abgabe von Wärme, Strahlung, Geräusche etc. durch z. B. Erzeugung, Verteilung, Entsorgung, Leitungsbau etc.

Im Rahmen dieses Berichts wird jedoch nur die Freisetzung von ausgewählten Treibhausgasen und Luftschadstoffen in die Atmosphäre betrachtet, die im Zuge der Nutzung von Energie bzw. durch die Inanspruchnahme von Energiedienstleistungen verursacht werden. Dabei wird zwischen direkten, indirekten und Gesamt-Emissionen unterschieden.

Als **Direkte Emissionen** werden hier diejenigen Emissionen bezeichnet, die im Zuge der Umwandlung von Primär- und Sekundärenergieträgern in Endenergieträger, insbesondere bei der Verbrennung fossiler oder biogener Brennstoffe entstehen.

Indirekte (auch vorgelagerte) **Emissionen** beinhalten die Emissionen, die außerhalb der Umwandlungsprozesse (in den sog. Vorketten), insbesondere bei der Herstellung von Anlagen zur Energieumwandlung oder der Gewinnung und Bereitstellung von Energieträgern (z. B. beim Biomasse-Anbau und -Transport) verursacht werden.

Die **Gesamt-Emissionen** einzelner Energiebereitstellungspfade ergeben sich aus der Summe der direkten und indirekten Emissionen. Synonym wird der Begriff Emissionen mit Vorketten gebraucht.

Der **Emissionsfaktor (EF)** bezeichnet traditionell den Quotienten aus der Masse eines emittierten Stoffes und der eingesetzten Masse oder Energie eines Ausgangsstoffes. Abweichend von dieser input-bezogenen Betrachtung wird der Emissionsfaktor in dieser Publikation in der Regel immer auf den Produktausstoß, d. h. die erzeugte Endenergie (z. B. kWh_{el} od. kWh_{th}) bezogen und ist entsprechend prozess- und anlagenspezifisch.

Treibhausgase sind atmosphärische Spurengase, die zum Treibhauseffekt beitragen und sowohl einen natürlichen als auch einen anthropogenen Ursprung haben können. Die wichtigsten Treibhausgase sind Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Distickstoffoxid (N₂O / Lachgas).

Das **Treibhausgaspotenzial (THP)** (engl.: Global Warming Potential - GWP) ist das massebezogene Äquivalent der Treibhauswirkung von Treibhausgasen, bezogen auf das festgelegte Leit-Gas CO₂ - es wird als **CO₂-Äquivalent (CO₂-Äq.)** angegeben.

Kohlenstoffdioxid (CO₂) ist ein farb- und geruchloses Gas, das vor allem bei der vollständigen Oxidation von kohlenstoffhaltigen Stoffen entsteht. Kohlenstoffdioxid ist das wichtigste Treibhausgas. Als Referenzgas wird sein Treibhausgaspotenzial gleich 1 gesetzt.

Methan (CH₄) ist ein ungiftiges, farb- und geruchloses Gas. Nach Kohlenstoffdioxid (CO₂) ist es das bedeutendste von Menschen freigesetzte Treibhausgas. Nach den Richtlinien des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) wird die Klimawirksamkeit von CH₄ im Zeitraum von 100 Jahren im Vergleich zu CO₂ als ca. 28-mal stärker eingeschätzt.

Distickstoffoxid /Lachgas (N₂O) ist ein farbloses Gas aus der Gruppe der Stickoxide. Neben Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Methan (CH₄) ist es als direkt klimawirksames Gas relevant. Nach IPCC ist es 265-mal so stark klimawirksam wie Kohlenstoffdioxid, kommt allerdings in deutlich kleineren Mengen in der Atmosphäre vor. Die bedeutendste anthropogene Quelle von Distickstoffoxid-Emissionen ist der landwirtschaftliche Einsatz von Stickstoffdüngemitteln.

Der Begriff **säurebildende Schadstoffe** umfasst die Luftschadstoffe Schwefeldioxid (SO₂), Stickstoffoxide (NO_x), flüchtige organische Verbindungen (VOC) und Ammoniak (NH₃). Diese vier Stoffe tragen insbesondere zur Versauerung, zur Bodeneutrophierung und zur Bildung troposphärischen Ozons bei.

Versauerungspotenzial (VP) (engl.: Acidification Potential - AP) ist das Ergebnis der Aggregation von versauernd wirkenden Luftschadstoffen. Es wird als **SO₂-Äquivalent (SO₂-Äq)** angegeben.

Literaturverzeichnis

- AGEB. (2022). *Energiebilanz 2020*. Berlin: AGEB.
- AGEE-Stat. (2022). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2021*. Von BMWK: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html abgerufen
- Agemar, T., Weber, J., & Schulz, R. (2014). Deep Geothermal Energy Production in Germany – Energies. *Deep Geothermal Energy Production in Germany – Energies 2014 Band 7 Heft 7*, 4397–4416. Von <http://www.geotis.de> (Datenstand 29.08.2018) abgerufen
- Agostini, Giuntoli, & Boulamanti. (2013). *Carbon accounting of forest bioenergy*. European Commission - Joint Research Centre, Ispra (IT), Institute for Energy and Transport. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- Bäck et al. (2017). *Multi-functionality and sustainability in the European Union's forests*. EASAC policy report 32.
- Baumann, M., & Schuller, O. (2021). *Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle*. Dessau-Roßlau.
- BLE. (2021). *Evaluationsbericht- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2020*. Bonn: BLE.
- BMU. (2012b). *Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring (BIOMON)*.
- BMWK. (2022). *Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung*. Von BMWK: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/erneuerbare-energien-in-zahlen.html> abgerufen
- Brack, D. (2017). *Woody Biomass for Power and Heat Impacts on the Global Climate*. Chatham House: Environment, Energy and Resources Department.
- Braune, M., Grasemann, E., Gröngröft, A., Klemm, M., Oehmichen, K., & Zech, K. (2016). *Die Biokraftstoffproduktion in Deutschland - Stand der Technik und Optimierungsansätze*. Leipzig: DBFZ Report Nr. 22.
- BSW-Solar. (2022). *Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie)*.
- Bundesregierung. (2021). *Klimschutzgesetz - Klimaneutralität 2045*. Berlin.
- BWP. (2022). *Absatzzahlen 2021*. Von BWP Bundesverband Wärmepumpe: <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/absatzzahlen/> abgerufen
- Cischinsky, H., & Diefenbach, N. (2018). *Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016*. Darmstadt.
- DBFZ. (2011). *Emissionsanalyse und Quantifizierung von Stoffflüssen durch Biogasanlagen im Hinblick auf die ökologische Bewertung der landwirtschaftlichen Biogasgewinnung und Inventarisierung der deutschen Landwirtschaft*.
- DBFZ. (2015). *Projekt: 03MAP250 Stromerzeugung aus Biomasse - Zwischenbericht Mai 2015*. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum.
- DBFZ. (2015a). *Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biodiesel*. Leipzig: DBFZ.
- DBFZ. (2015b). *Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Bioethanol*. Leipzig: DBFZ.
- DEPI. (2022). *Pelletproduktion und Inlandsbedarf in Deutschland*. Von <https://depi.de/pelletproduktion> abgerufen
- Deutsche Wind Guard. (2020). *Status des Offshore-Windenergieausbaus - Jahr 2019*.
- Deutsche Wind Guard. (2020). *Status des Windenergieausbaus an Land - Jahr 2019*. Varel.
- Deutsche Wind Guard. (2022). *Status des Windenergieausbaus an Land - Jahr 2021*. Varel.

- Diefenbach, N., Cischinsky, H., Rodenfeld, M., & Clausnitzer, K.-D. (2010). *Datenbasis Gebäudebestand Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand*. Darmstadt: INSTITUT WOHNEN UND UMWELT GmbH.
- DIN 51605:2010-09. (kein Datum). *Kraftstoffe für pflanzenöлтаugliche Motoren - Rapsölkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren*.
- DIN 51625:2008-08. (kein Datum). *Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Ethanolkraftstoffe - Anforderungen und Prüfverfahren*.
- Döring, P., Glasenapp, S., & Mantau, U. (2020). *Energieholzverwendung in privaten Haushalten 2018. Marktvolumen und verwendete Holzsortimente*. Hamburg.
- Dotzauer, M., Barchman, T., Schmieder, U., Rensberg, N., Stinner, W., Arnold, K., & Krüger, C. (2022). *Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem 2035*. Leipzig: DBFZ.
- DWD. (2022). *Jährliche Strahlungskarte - flächendeckende Jahressumme der Globalstrahlung für das Jahr 2021*. Von DWD Deutscher Wetterdienst: <http://www.dwd.de/globalstrahlung> abgerufen
- ecoinvent. (2017). *ecoinvent V 3.3*. Von <http://www.ecoinvent.org/database/ecoinvent-33/ecoinvent-33.html> abgerufen
- EEA. (2015). *Renewable energy in Europe - approximated recent growth and knock-on effects*. Kopenhagen: EEA Technical report No 1/2015.
- EEA. (2020). *Renewable energy in Europe - 2020 - Recent growth and knock-on effects*. Kopenhagen: Eionet report ETC/CME 2020/7.
- EEWärmeG. (2008). *Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG)*. Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert.
- Europäische Kommission. (2015). *NOTE ON THE CONDUCTING AND VERIFYING ACTUAL CALCULATIONS OF GHG EMISSION SAVINGS*. Brüssel: BK/abd/ener.c.1(2015) 4507918.
- Europäische Kommission. (2016). *RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)*. Brüssel: COM(2016) 767 final.
- Europäische Kommission. (2019). *The European Green Deal*. Brüssel: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de.
- Europäische Kommission. (2020). *REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Renewable Energy Progress Report*. Brüssel: COM(2020) 952 final.
- Europäische Kommission. (2020a). *REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS - Renewable energy progress report*. Brüssel: COM(2020) 952 final.
- Fehrenbach, H. (2013). Telefonisches Gespräch mit Horst Fehrenbach am 15.07.2013. Dessau.
- Fehrenbach, H., Köppen, S., Markwardt, S., & Vogt, R. (2016). *Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)*. Heidelberg.
- Fichtner, W., Karl, U., Hartel, R., Balussou, & D. (2011). *Fortschreibung der Emissionsfaktoren für Feuerungs- und Gasturbinenanlagen nach 13./17. BImSchV und TA Luft*. Karlsruhe: DFIU-KIT.
- Flury, K., & Frischknecht, R. (2012). *Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Generation*. Uster (CH): ESU Services Ltd.
- Fraunhofer IWES. (2012). *Aktualisierung von Ökobilanzdaten für erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe - Abschnitt Windenergie*. Kassel: FraunhoferIWES.
- Fritsche, U. R., & Schmidt, K. (2008). *Handbuch zu GEMIS 4.5*. Von <http://www.iinas.org/gemis-docs-de.html> abgerufen

- GeotIS. (2022). *Geothermisches Informationssystem*. Von <https://www.geotis.de/homepage/GeotIS-Startpage> abgerufen
- Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen. (2009). Bonn: Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009 Teil I Nr. 41.
- Gohlisch, G. (2013). Telefonisches Gespräch mit Gunnar Gohlisch (wissenschaftlicher Mitarbeiter) am 28.05.2013. Dessau.
- GZB. (2012). *Aktualisierung der Ökobilanzdaten für erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe - Teilbericht Geothermische Strom- und Wärmeerzeugung (unveröffentlicht)*. Hochschule Bochum - Internationales Geothermiezentrum.
- GZB. (2017). *Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes - Bestandsaufnahme und Trends*. Bochum.
- Hengstler, J., Russ, M., Stoffregen, A., Hendrich, A., Held, D. M., & Briem, A.-K. (2021). *Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen*. Dessau-Roßlau.
- Hennenberg, K., Böttcher, H., Reise, J., Herold, A., Bohn, F., Gutsch, M., & Reyer, C. (2021). *Interpretation des Klimaschutzgesetzes für die Waldbewirtschaftung verlangt adäquate Datenbasis – Reaktion auf die Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats für Waldpolitik beim BMEL*. Öko-Institut Working Paper 3/2021.
- Hennenberg, K., Böttcher, H., Wiegmann, K., Reise, J., & Fehrenbach, H. (2019). *Kohlenstoffspeicherung in Wald und Holzprodukten*. AFZ-DerWald.
- Hofmann. (2010). *Nutzung der Potenziale des biogenen Anteils im Abfall zur Energieerzeugung*. Dresden.
- IEA-SHC. (2011). *Common Calculation Method: Solar Collector Energy Output*.
- IFEU. (2011). *Erweiterung der Treibhausgas-Bilanzen ausgewählter Biokraftstoffpfade*. Heidelberg.
- IINAS. (2020). *Globales Emissions-Modell integrierter Systeme*. Von <http://www.iinas.org/gemis-de.html> abgerufen
- INFRAS. (2022). *Handbuch der Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs (HBEFA) 4.2*. Von <https://www.hbefa.net/d/index.html> abgerufen
- ISE. (2021). *Photovoltaics Report 2021*. Von <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/photovoltaics-report.html> abgerufen
- Janczik, S., & Kaltschmitt, M. (2017). *Ökologische Analyse und Bewertung der Umwelteffekte effizienzsteigernder Maßnahmen von ORC-Geothermieanlagen*. Dessau-Roßlau: Climate Change 06/2017.
- JRC. (2014). *WELL-TO-TANK Report Version 4.a JEC WELL-TO-WHEELS ANALYSIS WELL-TO-WHEELS ANALYSIS OF FUTURE AUTOMOTIVE FUELS AND POWERTRAINS IN THE EUROPEAN CONTEXT*. Luxemburg: Publications Office of the European Union.
- JRC. (2017). *Definition of input data to assess GHG default emissions from biofuels in EU legislation*. Luxemburg: Publications Office of the European Union.
- Juhrich, K. (2022). *CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe - Aktualisierung 2022*. Dessau-Roßlau: UBA Climate Change 28/2022.
- Juhrich, K., & Beckers, R. (2019a). *Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Großfeuerungsanlagen*. Dessau-Roßlau: UBA Texte 140/2019.
- Kemmler, A., Kirchner, A., Auf der Maur, A., Ess, F., Piegsa, A., Spillmann, T., . . . Fritsche, U. (2021). *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 – Gesamtdokumentation der Szenarien, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*.
- Klöppfer, W., & Grahl, B. (2009). *Ökobilanz (LCA): Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf*. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.
- Köhrer, M., Hennig, P., Yanev, D., Brodbeck, F., Peter, I., & Otto, M. (2018). *Die Zusatzheizung - Nutzung ergänzender Heizsysteme im Gebäudebereich*.

- Kunze, R., Miebling, H., Anke, C.-P., Dierstein, C., Hinz, F., Ladwig, T., . . . Reiter, U. (2019). *Modellierung der Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Stromsektor und ihrer Auswirkungen auf die Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energieträger*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Liebetrau, J., Daniel-Gromke, J., Oehmichen, K., Weiland, P., Friehe, J., Clemens, J., & Hafermann, C. (2011). „Emissionsanalyse und Quantifizierung von Stoffflüssen durch Biogasanlagen im Hinblick auf die ökologische Bewertung der landwirtschaftlichen Biogasgewinnung und Inventarisierung der deutschen Landwirtschaft (FKZ: 22023606)“.
- Öko-Institut. (2012). *Aktualisierung LCA-EE*.
- Ortner, S., Pehnt, M., Seefeldt, F., Rau, D., Sahnoun, M., Weinert, K., . . . Oschatz, B. (2022). *Untersuchungen zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich erneuerbare Wärme - Analyse von Substitutionsfaktoren, Jahresnutzungsgrade und Hilfsenergie*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Purr, K., Günther, D., Lehmann, H., & Nuss, P. (2019). *Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität - RESCUE*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Rausch, L., & Fritsche, U. R. (2012). *Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe – Endbericht –*. Von http://www.oeko.de/das_institut/team/dok/630.php?id=8&dokid=1621&anzeige=det abgerufen
- Richtlinie (EU) 2018/2001. (2018). Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen .
- Richtlinie (EU) 2015/1513. (2015). Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. September 2015 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von En.
- Richtlinie 2009/28/EG. (2009). Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.
- Roth, Brückl, & Held. (2005). *Windenergiebedingte CO₂-Emissionen konventioneller Großkraftwerke*. München: Energie & Management.
- Simon, & O'Sullivan. (2012). *Projekt LCA-EE - DLR Unterauftrag Solarthermie*. Stuttgart.
- SmartGreenScans. (2012). *Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems*. Groet (NL): SmartGreenScans.
- StBa. (2021). *066 - Erhebung über die Elektrizitätsversorgung der Netzbetreiber*. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- StBa. (2021b). *Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden*. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- StBa. (2021c). *Erhebung über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme*. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- Struschka, Kilgus, Sprigmann, & Baumbach. (2008). *Effiziente Bereitstellung aktueller Emissionsdaten für die Luftreinhaltung*.
- Tebert, Volz, & Töfge. (2016). *Ermittlung und Aktualisierung von Emissionsfaktoren für das nationale Emissionsinventar bezüglich kleiner und mittlerer Feuerungsanlagen der Haushalte und Kleinverbraucher*. (unveröffentlicht).
- Thuneke, K. (2013). Telefonisches Gespräch mit Klaus Thuneke (Stellvertretender Sachgebietsleiter) am 13.06.2013. Dessau.
- TI. (2016). *Calculations of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990 – 2015*. Braunschweig: Thünen-Report.
- UBA. (2009). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2007*. Dessau-Rosslau: Umweltbundesamt. Von <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energetraeger-2007> abgerufen
- UBA. (2010). *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*. Dessau-Rosslau: Umweltbundesamt.

- UBA. (2012). *Bioenergie - Datengrundlage für die Statistik der erneuerbaren Energien und Emissionsbilanzierung - Ergebnisbericht zum Workshop vom Juli 2011*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- UBA. (2013a). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Von <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energetraeger-2012> abgerufen
- UBA. (2014). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Von <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energetraeger-2013> abgerufen
- UBA. (2016). *Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- UBA. (2017a). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2016*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- UBA. (2017b). *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2016*. Dessau-Roßlau.
- UBA. (2018). *Emissionbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2017*. Dessau-Roßlau: UBA.
- UBA. (2019). *Emissionbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018*. Dessau-Roßlau: UBA.
- UBA. (2021). *Emissionbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2010*. Dessau-Roßlau: UBA.
- UBA. (2022). *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2021 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2020*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Wagner, Geiger, Hardi, Brückl, Roth, & Tzscheuschler. (2004). *CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen*. München.
- WBGU. (2008). *Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung*. Berlin: WBGU - Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen.
- Ziems, Meinke, Nocke, Weber, & Hassel. (2012). *Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen*. Rostock.