

CLIMATE CHANGE

11/2026

# Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger

**Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2024**

**von:**

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

**Herausgeber:**  
Umweltbundesamt



CLIMATE CHANGE 11/2026

# **Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger**

Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2024

von

Dr. Thomas Lauf, Michael Memmler, Sven Schneider

Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau

Aktualisierte Fassung aufbauend auf der vorherigen Veröffentlichung der „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger“ (Lauf, Memmler, & Schneider, 2025)

## Impressum

**Herausgeber:**

Umweltbundesamt  
Wörlitzer Platz 1  
06844 Dessau-Roßlau  
Tel: +49 340-2103-0  
Fax: +49 340-2103-2285  
[buergerservice@uba.de](mailto:buergerservice@uba.de)  
Internet: [www.umweltbundesamt.de](http://www.umweltbundesamt.de)

**Abschlussdatum:**

Januar 2026

**Redaktion:**

Fachgebiet V 1.8 Monitoring Erneuerbarer Energien, Geschäftsstelle der Arbeitsgruppe  
Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)  
Andrea Grune  
Dr. Thomas Lauf

**Publikationen als pdf:**

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

**DOI:**

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-8243>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Januar 2026

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

## **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 .....	17
2 Methodik, Datenquellen und Forschungsbedarf.....	18
2.1 Methodik.....	18
2.1.1 Betrachtete Treibhausgase und Luftschadstoffe .....	18
2.1.2 Eingangsparameter und Vorgehen bei der Emissionsbilanzierung.....	19
2.2 Datenquellen .....	22
2.2.1 Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien von der AGEE-Stat.....	22
2.2.2 Emissionsfaktoren für die direkten Emissionen aus dem Nationalen Emissionsinventar (ZSE).....	23
2.2.3 Studie zur Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm) .....	23
2.2.4 Studie zur Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen.....	24
2.2.5 Studie zur Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle .....	24
2.2.6 Ökobilanzdaten für Vorketten-Emissionsfaktoren aus GEMIS und ecoinvent .....	25
2.2.7 Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV / BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung .....	26
2.2.8 Substitutionsfaktoren im Stromsektor von ESA <sup>2</sup> und der TU Dresden .....	26
2.2.9 Studie zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich erneuerbarer Wärme .....	28
2.3 Unsicherheiten und methodische Erläuterungen .....	28
2.3.1 Bestehende Unsicherheiten und Forschungsbedarfe.....	28
2.3.2 Berücksichtigung von Landnutzungsänderungen bei biogenen Energieträgern .....	29
2.3.3 CO <sub>2</sub> -Neutralität von Holz.....	31
2.3.4 Internationale Einordnung der Methodik .....	34
3 Zusammenfassung der Ergebnisse .....	35
3.1.1 Emissionsbilanzen für Treibhausgase .....	35
3.1.2 Stromsektor.....	38
3.1.3 Wärmesektor.....	40
3.1.4 Verkehrssektor .....	41
3.2 Emissionsvermeidung wesentlicher Luftschadstoffe .....	43

3.2.1	Säurebildende Emissionen .....	44
3.2.2	Staubemissionen .....	46
4	Erneuerbare Energien im Stromsektor .....	48
4.1	Photovoltaik .....	49
4.1.1	Energiebereitstellung .....	50
4.1.2	Substitutionsfaktoren .....	50
4.1.3	Emissionsfaktoren .....	51
4.1.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz .....	52
4.2	Windenergie an Land (onshore) .....	53
4.2.1	Energiebereitstellung .....	53
4.2.2	Substitutionsfaktoren .....	54
4.2.3	Emissionsfaktoren .....	54
4.2.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz .....	55
4.3	Windenergie auf See (offshore) .....	56
4.3.1	Energiebereitstellung .....	56
4.3.2	Substitutionsfaktoren .....	57
4.3.3	Emissionsfaktoren .....	57
4.3.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz .....	58
4.4	Wasserkraft .....	59
4.4.1	Energiebereitstellung .....	59
4.4.2	Substitutionsfaktoren .....	60
4.4.3	Emissionsfaktoren .....	60
4.4.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz .....	61
4.5	Tiefengeothermie .....	62
4.5.1	Energiebereitstellung .....	62
4.5.2	Substitutionsfaktoren .....	62
4.5.3	Emissionsfaktoren .....	63
4.5.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz .....	64
4.6	Feste Biomasse .....	65
4.6.1	Energiebereitstellung .....	65
4.6.2	Substitutionsfaktoren .....	66
4.6.3	Emissionsfaktoren .....	66
4.6.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz .....	70
4.7	Biogas und Biomethan .....	71
4.7.1	Energiebereitstellung .....	71
4.7.2	Substitutionsfaktoren .....	72

4.7.3	Emissionsfaktoren .....	72
4.7.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	76
4.8	Flüssige Biomasse (Pflanzenöl) .....	77
4.8.1	Energiebereitstellung .....	77
4.8.2	Substitutionsfaktoren.....	78
4.8.3	Emissionsfaktoren .....	78
4.8.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	80
4.9	Klärgas.....	81
4.9.1	Energiebereitstellung .....	81
4.9.2	Substitutionsfaktoren.....	81
4.9.3	Emissionsfaktoren .....	82
4.9.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	82
4.10	Deponiegas .....	83
4.10.1	Energiebereitstellung .....	83
4.10.2	Substitutionsfaktoren.....	84
4.10.3	Emissionsfaktoren .....	84
4.10.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	85
4.11	Biogener Anteil des Siedlungsabfalls .....	86
4.11.1	Energiebereitstellung .....	86
4.11.2	Substitutionsfaktoren.....	86
4.11.3	Emissionsfaktoren .....	87
4.11.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	88
5	Erneuerbare Energien im Wärmesektor.....	89
5.1	Feste Biomasse (private Haushalte und GHD).....	91
5.1.1	Endenergiebereitstellung.....	91
5.1.2	Substitutionsfaktoren.....	92
5.1.3	Emissionsfaktoren .....	93
5.1.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	95
5.2	Feste Biomasse (Industrie).....	97
5.2.1	Endenergiebereitstellung.....	98
5.2.2	Substitutionsfaktoren.....	98
5.2.3	Emissionsfaktoren .....	99
5.2.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	103
5.3	Feste Biomasse (Allgemeine Versorgung) .....	103
5.3.1	Endenergiebereitstellung.....	103
5.3.2	Substitutionsfaktoren.....	104

5.3.3	Emissionsfaktoren .....	105
5.3.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	108
5.4	Flüssige Biomasse .....	109
5.4.1	Endenergiebereitstellung.....	109
5.4.2	Substitutionsfaktoren.....	110
5.4.3	Emissionsfaktoren .....	111
5.4.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	113
5.5	Gasförmige Biomasse (Biogas und Biomethan, Klärgas, Deponiegas) .....	114
5.5.1	Endenergiebereitstellung.....	115
5.5.2	Substitutionsfaktoren.....	116
5.5.3	Emissionsfaktoren .....	116
5.5.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	120
5.6	Biogener Anteil des Siedlungsabfalls .....	122
5.6.1	Endenergiebereitstellung.....	122
5.6.2	Substitutionsfaktoren.....	123
5.6.3	Emissionsfaktoren .....	123
5.6.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	124
5.7	Solarthermie .....	125
5.7.1	Endenergiebereitstellung.....	125
5.7.2	Substitutionsfaktoren.....	126
5.7.3	Emissionsfaktoren .....	127
5.7.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	128
5.8	Umgebungswärme: Umweltwärme und oberflächennahe Geothermie.....	129
5.8.1	Endenergiebereitstellung.....	129
5.8.2	Substitutionsfaktoren.....	130
5.8.3	Emissionsfaktoren .....	130
5.8.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	132
5.9	Tiefengeothermie .....	134
5.9.1	Endenergiebereitstellung.....	135
5.9.2	Substitutionsfaktoren.....	135
5.9.3	Emissionsfaktoren .....	136
5.9.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz.....	137
6	Erneuerbare Energien im Verkehrssektor .....	138
6.1	Biodiesel und HVO .....	139
6.1.1	Endenergiebereitstellung.....	139
6.1.2	Substitutionsfaktoren.....	140

6.1.3	Emissionsfaktoren .....	140
6.1.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz .....	142
6.2	Bioethanol .....	143
6.2.1	Endenergiebereitstellung .....	143
6.2.2	Substitutionsfaktoren .....	143
6.2.3	Emissionsfaktoren .....	144
6.2.4	Ergebnisse der Emissionsbilanz .....	146
6.3	Pflanzenöl .....	147
6.3.1	Endenergiebereitstellung .....	147
6.3.2	Substitutionsfaktoren .....	147
6.3.3	Emissionsfaktoren .....	147
6.3.4	Emissionsbilanz .....	149
6.4	Biomethan .....	149
6.4.1	Endenergiebereitstellung .....	149
6.4.2	Substitutionsfaktoren .....	150
6.4.3	Emissionsfaktoren .....	150
6.4.4	Emissionsbilanz .....	152
6.5	Stromverbrauch im Verkehr .....	152
6.5.1	Endenergiebereitstellung .....	152
6.5.2	Substitutionsfaktoren .....	153
6.5.3	Emissionsfaktoren .....	153
6.5.4	Emissionsbilanz .....	154
Abbildungsverzeichnis .....		156
Tabellenverzeichnis .....		158
Begriffserklärungen .....		164
Literaturverzeichnis .....		167

## Abkürzungsverzeichnis

<b>AGEB</b>	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
<b>AGEE-Stat</b>	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
<b>AP</b>	Versauerungspotential (Englisch: Acidification Potential); vgl. VP
<b>BAFA</b>	Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
<b>BHKW</b>	Blockheizkraftwerk
<b>BioKraft-NachV</b>	Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung)
<b>BioSt-NachV</b>	Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung)
<b>BLE</b>	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
<b>BImSchV</b>	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Bundesimmissionsschutzverordnung)
<b>BMEL</b>	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
<b>BMUV</b>	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
<b>BMWE</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<b>CH<sub>4</sub></b>	Methan
<b>CNG</b>	Erdgas (Compressed Natural Gas)
<b>CO</b>	Kohlenstoffmonoxid
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlenstoffdioxid
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	Kohlenstoffdioxidäquivalent, CO <sub>2</sub> -Äquivalent
<b>DEPI</b>	Deutsches Pelletinstitut
<b>DLR</b>	Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik
<b>EE</b>	Erneuerbare Energien
<b>EEA</b>	Europäische Umweltagentur (Englisch: European Environment Agency)
<b>EEG</b>	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
<b>EEWärmeG</b>	Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbaren-Wärme-gesetz)
<b>ESA<sup>2</sup></b>	Energy Systems Analysis Associates
<b>EU</b>	Europäische Union
<b>FAME</b>	Fettsäuremethylester (Englisch: Fatty Acid Methylester)
<b>GEMIS</b>	Globales Emissions-Modell integrierter Systeme (ComputermodeLL mit integrierter Datenbank zur Lebensweg- und Ökobilanzierung und Stoffstromanalyse für Energie-, Stoff- und Verkehrssysteme)
<b>GWP</b>	Treibhausgaspotenzial (Englisch: Global Warming Potential); vgl. THP
<b>GZB</b>	Geothermiezentrum Bochum
<b>HVO</b>	Hydriertes Pflanzenöl (Hydrotreated Vegetable Oil)

<b>IFEU</b>	Institut für Energie- und Umweltforschung
<b>IPCC</b>	Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen; Weltklimarat (Englisch: Intergovernmental Panel on Climate Change)
<b>Fraunhofer ISI</b>	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung
<b>IWES</b>	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
<b>kWh<sub>el</sub></b>	Kilowattstunde elektrisch
<b>kWh<sub>th</sub></b>	Kilowattstunde thermisch
<b>KWK</b>	Kraft-Wärme-Kopplung
<b>LCA</b>	Lebenszyklusanalyse (Englisch: Life Cycle Assessment)
<b>LNG</b>	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
<b>iLUC</b>	Indirekte Landnutzungsänderungen (Englisch: Indirect Land Use Change)
<b>LULUCF</b>	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Englisch: Land Use, Land Use Change and Forestry)
<b>MJ</b>	Megajoule
<b>MTBE</b>	Methyl-tertiärer-Butylether
<b>N<sub>2</sub>O</b>	Distickstoffoxid (Lachgas)
<b>Nabisy</b>	Nachhaltige-Biomasse-System (Web-Anwendung der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung zum Herunterladen und Übertragen von Nachhaltigkeitsnachweisen und Nachhaltigkeits-Teilnachweisen)
<b>ngd</b>	Nutzungsgrad
<b>NMVOC</b>	Flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)
<b>NO<sub>x</sub></b>	Stickstoffoxide
<b>NTC</b>	Netto-Transport Kapazität (Englisch: net transport capacity)
<b>NUTS</b>	Systematik zur eindeutigen Identifizierung und Klassifizierung der räumlichen Bezugseinheiten (Französisch: Nomenclature des unités territoriales statistiques)
<b>NV</b>	Netzverluste
<b>RED</b>	Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (Englisch: Renewable Energy Directive)
<b>RWI</b>	Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung
<b>SF</b>	Substitutionsfaktor
<b>SO<sub>2</sub></b>	Schwefeldioxid
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	SO <sub>2</sub> -Äquivalent
<b>StBa</b>	Statistisches Bundesamt
<b>StromEinspG</b>	Stromeinspeisungsgesetz
<b>TA-Luft</b>	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
<b>THP</b>	Treibhausgaspotenzial
<b>TREMOD</b>	Emissionsberechnungsmodell für den Verkehr (Englisch: Transport Emission Model)
<b>TU</b>	Technische Universität

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

## Zusammenfassung

Das Umweltbundesamt (UBA) erstellt im Rahmen der Arbeiten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) eine Emissionsbilanz der erneuerbaren Energien für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE).

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

Im Ergebnis weist die Netto-Emissionsbilanz der erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der Vorketten eine Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Höhe von rund 259 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (CO<sub>2</sub>-Äq.) im Jahr 2024 aus. Auf den Stromsektor entfielen 205 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Im Wärmesektor wurden 40 Mio. t und im Verkehrssektor 14 Mio. t CO<sub>2</sub>-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.

Die Ergebnisse dieser Emissionsbilanz werden jährlich im vierten Quartal in der Publikationsreihe „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWE, 2025) 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 Umweltbundesamtes<sup>1</sup> bzw. des BMWE<sup>2</sup> abrufbar.

In den letzten Jahren wurde die Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger kontinuierlich weiterentwickelt. Der vorliegende Bericht beschreibt die grundlegenden Methoden der Bilanzierung. Er ist eine aktualisierte Fassung der unter dem Titel „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2023“ (CLIMATE CHANGE 03/2025) 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 Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Darüber hinaus wurden verfügbare Forschungsergebnisse berücksichtigt. Die zur

---

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

<sup>2</sup> <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

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.

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

## Executive Summary

The 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 avoided emissions resulted in 259 Mio. t CO<sub>2</sub> equivalents (CO<sub>2</sub>-eq.) in 2023. Of this total amount, the power sector accounts for 205 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq. In the heat and transport sector avoided emissions amounted to 40 Mio. t and 14 Mio. t CO<sub>2</sub>-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 number 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.

The results of the net balance of avoided emissions are made available within the publication “Renewable Energy Sources in Figures - National and international developments” (BMWE, 2025), 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 UBA<sup>3</sup> and BMWE<sup>4</sup>.

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 2023” (CLIMATE CHANGE 03/2025). 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 2018/2001 of the European Parliament and of the European Council on the promotion of the use of energy from renewable sources”. Additionally, available research is fed into the calculations. 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).

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.

---

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

<sup>4</sup> <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

# 1 Einleitung

Der Klimaschutz ist eine der zentralen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Dies spiegelt sich auch im Klimaschutzabkommen von Paris<sup>5</sup>, den europäischen Beschlüssen zum sogenannten „Green Deal“ (Europäische Kommission, 2019), sowie darauf abgestimmten nationalen Beschlüssen zum Klimaschutz wieder.

So ist u. a. der Anteil der Erneuerbaren am deutschen Bruttostromverbrauch im Jahr 2024 auf 54,1 Prozent gestiegen und lag damit knapp 1,2 Prozentpunkte über dem Vorjahreswert (2023: 52,9 Prozent). Auch der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung ist im letzten Jahr leicht gestiegen. Im Jahr 2024 stieg der Anteil leicht von 17,4 Prozent auf 17,8 Prozent. Im Verkehrsbereich betrug der Anteil der erneuerbaren am Bruttoendenergieverbrauch 7,3 Prozent und sank somit im Vergleich zum Vorjahr um 0,3 Prozentpunkte (2023: 7,6 Prozent).

Die dargelegte Entwicklung der erneuerbaren Energien ist ein wesentlicher Treiber<sup>6</sup> 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. Grundlage und Rahmen der Berechnung der vermiedenen Emissionen bildet die Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU RED II (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018). 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 2024, dass ca. 259 Mio. t CO<sub>2</sub>-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.

---

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

<sup>6</sup> <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. Darüber hinaus 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.

Grundlage und Rahmen der Berechnung der vermiedenen Emissionen bildet die Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU RED II (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) an der sich u.a. die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen (z.B. §5 BioSt-NachV<sup>7</sup>) ausrichten.

#### 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 <sub>2</sub>	1	CO <sub>2</sub> -Äq.
	Methan	CH <sub>4</sub>	28	
	Distickstoffoxid (Lachgas)	N <sub>2</sub> O	265	
säurebildende	Schwefeldioxid	SO <sub>2</sub>	1	SO <sub>2</sub> -Äq.

<sup>7</sup> § 5 Anforderungen an forstwirtschaftliche Biomasse in der Biomasse-Strom-Nachhaltigkeits-Verordnung, [https://www.gesetze-im-internet.de/biost-nachv\\_2021/\\_5.html](https://www.gesetze-im-internet.de/biost-nachv_2021/_5.html):

Kategorie	Name	Kurzbezeichnung	Relatives Treibhausgas- bzw. Versauerungspotenzial	
Schadstoffe	Stickstoffoxide	NO <sub>x</sub>	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<sub>3</sub> oder fluoridierte Treibhausgase sowie eine weitere Differenzierung der Staubemissionen nach Partikelgrößen (PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>) - 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<sub>2</sub>) bzw. Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) bezieht. Das Treibhausgas- bzw. Versauerungspotenzial gibt an, welche Menge an CO<sub>2</sub> bzw. SO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>-Äquivalent ausgewiesen werden kann. Analog dazu wird das Versauerungspotenzial von SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> bestimmt, welches als SO<sub>2</sub>-Äquivalent angegeben wird.

### 2.1.2 Eingangsparameter 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<sub>ern</sub>) im Sektor Strom und Endenergieverbrauch (EEB<sub>ern</sub>) 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.

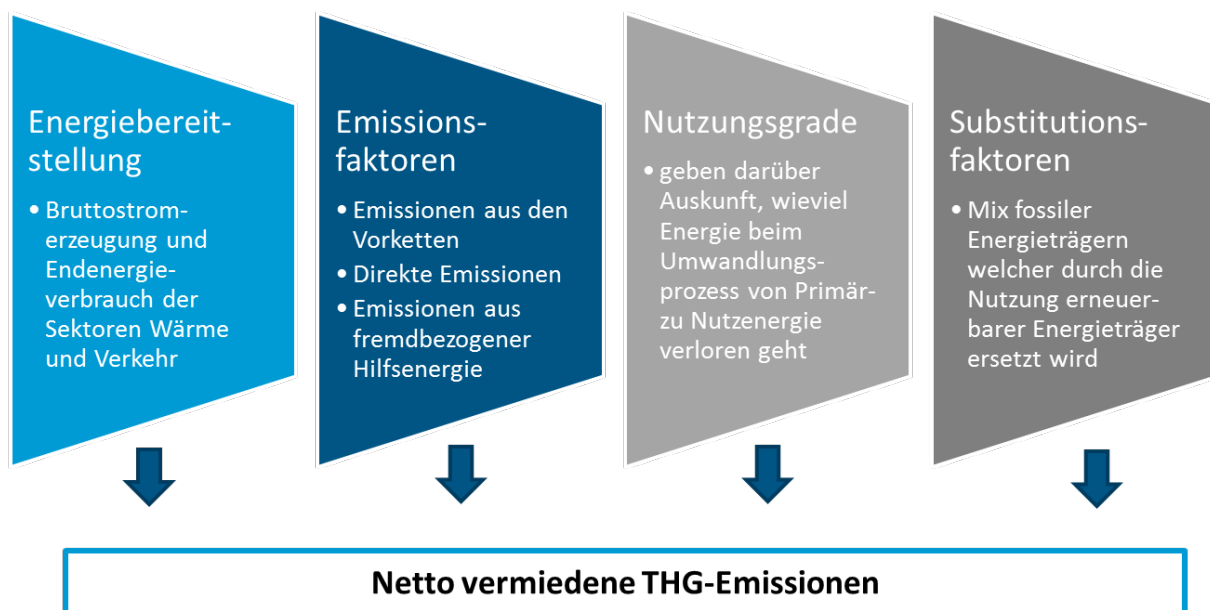
**Emissionsfaktoren** (EF) für die fossilen und erneuerbaren Energieträger fassen die Gesamt-Emissionen über die jeweilige Energiebereitstellungskette zusammen. Neben den direkten Emissionen (EF<sub>Direkte</sub>) aus dem Anlagenbetrieb beinhalten sie auch die indirekten (Vorketten-) Emissionen, d. h. alle relevanten Emissionen von der Gewinnung, der Aufbereitung und dem Transport der Brennstoffe über die Herstellung der Anlagen (EF<sub>Vorkette</sub>) bis zum Einsatz von fremdbezogener Hilfsenergie (EF<sub>Hilfs.</sub>) 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 (EU) 2018/2001 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, 2024) statt. Bei den Biokraftstoffen werden die Emissionsfaktoren maßgeblich durch die in der Herstellung verwendeten Rohstoffe bestimmt, deren Anteile sowie die THG-Emissionsfaktoren

werden aus dem Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV/BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) abgeleitet (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). Im Verkehrssektor wird hingegen von einer direkten Substitution des jeweiligen fossilen Komparators ausgegangen. So ersetzt u.a. Biodiesel zu 100 Prozent fossilen Diesel.

**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 ( $E_{v, \text{brutto}}$ ). 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 ( $SE_{\text{ern}}$ ) und in den Sektoren

Wärme und Verkehr der Endenergieverbrauch (EEV<sub>ern</sub>) maßgeblich. Durch Multiplikation der substituierten Anteile an fossilen/nuklearen Energieträgern (SF) mit deren entsprechenden Emissionsfaktoren und der Division mit den jeweiligen fossilen Nutzungsgraden (ngd<sub>fossil</sub>), 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<sub>fossil, Direkt</sub>) und Emissionen aus den Vorketten zuzüglich der verwendeten Hilfsenergie (EF<sub>fossil, Vorkette+Hilfsenergie</sub>) aufgeschlüsselt. Multipliziert man anschließend den spezifischen Brutto-Vermeidungsfaktor (VF<sub>brutto</sub>) mit der jeweiligen erneuerbaren Energiebereitstellung, ergeben sich die absoluten, brutto vermiedenen Emissionen für den Stromsektor:

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

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

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

Durch die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien werden jedoch auch Emissionen verursacht (E<sub>u</sub>), die sich durch Multiplikation mit dem jeweiligen erneuerbaren Emissionsfaktoren, sowie der Division mit dem dazugehörigen Nutzungsgrad des verwendeten Nutzungspfades (ngd<sub>ern</sub>) für den Stromsektor ergeben:

$$E_u[t] = SE_{ern}[GWh] * \frac{EF_{ernVorkette} \left[ \frac{g}{kWh} \right] + EF_{erndirekt} \left[ \frac{g}{kWh} \right] + EF_{ernHilfs.} \left[ \frac{g}{kWh} \right]}{ngd_{ern} [\%]}$$

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 Erzeugungspfades mit der entsprechenden Energiebereitstellung:

$$E_u[t] = EEV_{ern}[GWh] * (EF_{ernVorkette} \left[ \frac{g}{kWh} \right] + EF_{erndirekt} \left[ \frac{g}{kWh} \right] + EF_{ernHilfs.} \left[ \frac{g}{kWh} \right])$$

Auch bei der Ermittlung der verursachten Emissionen wird zwischen Emissionen aus der Vorkette (E<sub>F<sub>ern, Vorkette</sub></sub>), direkten Emissionen (EF<sub>ern, Direkt</sub>) und Emissionen aus der Bereitstellung von fremdbezogener Hilfsenergie (EF<sub>ern, Hilfs.</sub>) 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<sub>v, brutto</sub>) sowie die verursachten Emissionen (E<sub>u</sub>) miteinander verrechnet, woraus sich im Endergebnis die netto vermiedenen Emissionen (E<sub>v, netto</sub>) 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 erneuerbarer Energien zu mehr Emissionen führt, als durch die Substitution konventioneller Energieträger vermieden werden.

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

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

## 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 Berechnungen der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), welche im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie tätig ist und durch das Umweltbundesamt geleitet wird (UBA, 2025b).

Eine wesentliche Datenquelle für das Mengengerüst der AGEE-Stat ist die amtliche Energiestatistik des Statistischen Bundesamtes in Zusammenarbeit mit den Statistischen Landesämtern. Für den Wärmesektor sind zudem die Angaben verschiedener Verbände aus dem Bereich erneuerbarer Energien zu nennen. Informationen zu den Biokraftstoffen entstammen im Wesentlichen den amtlichen Mineralöldata des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

Die in der AGEE-Stat abgestimmten Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland werden regelmäßig vom Umweltbundesamt bereitgestellt und in der jährlichen Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung (BMWE, 2025)“ veröffentlicht. Die Veröffentlichung erfolgt jeweils im vierten Quartal. Ergänzend veröffentlicht das Umweltbundesamt jeweils bereits im März ein Hintergrundpapier zur Entwicklung im Vorjahr auf Basis vorläufiger Daten (Geschäftsstelle der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), 2025). Umfassende AGEE-Stat-Zeitserien zur Entwicklung der erneuerbaren Energien ab 1990 sowie korrespondierende Diagramme sind darüber hinaus als Excel- und PDF-Dateien in Deutsch und Englisch jeweils auf den Websites des Umweltbundesamts<sup>8</sup> und des BMWE<sup>9</sup> abrufbar.

---

<sup>8</sup> Die aktuellen AGEE-Stat-Zeitserien ab 1990 sind auf den Seiten der Geschäftsstelle der AGEE-Stat abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>. Ausgewählte AGEE-Stat-Zeitserien sind zudem in maschinenlesbarer Form über den DataCube des Umweltbundesamts abrufbar: [https://datacube.uba.de/?fs\[0\]=Kollektionen.0%7CArbeitsgruppe%20Erneuerbare%20Energien-Statistik%20%28AGEE-Stat%29%23AGEE%23&pg=0&fc=Kollektionen&bp=true&snb=5](https://datacube.uba.de/?fs[0]=Kollektionen.0%7CArbeitsgruppe%20Erneuerbare%20Energien-Statistik%20%28AGEE-Stat%29%23AGEE%23&pg=0&fc=Kollektionen&bp=true&snb=5)

<sup>9</sup> Die aktuellen AGEE-Stat-Zeitserien sind ebenfalls abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

### **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, 2025a) ist es 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, erforderlichenfalls angepasst und ergänzt.

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)
- ▶ CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe (Jührich K., 2022)
- ▶ Emissionsfaktoren für Haushalte und Kleinverbraucher: „Ermittlung und Aktualisierung von Emissionsfaktoren für das nationale Emissionsinventar bezüglich kleiner und mittlerer Feuerungsanlagen der Haushalte und Kleinverbraucher“ (Teibert, Volz, & Töfge, 2016)
- ▶ Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Großfeuerungsanlagen (Jührich & Beckers, 2019).

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 (Transport Emission 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 RED II und deren Erweiterungen (Richtlinie (EU) 2023/1184 und Richtlinie (EU) 2023/1185). Einen weiteren Rahmen bei der Erstellung der Ökobilanzen bilden die ISO-Normen 14040 und 14044, welche bei Aktualisierung berücksichtigt wurden.

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. Erstmalig 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. Eine Einordnung hierzu findet sich im Kapitel 2.3.2. 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 untersucht (Hengstler, et al., 2021). Zwar wurden bereits in der Vergangenheit ökobilanzielle Untersuchungen zu den beiden Technologien durchgeführt (SmartGreenScans, 2012) (Rausch & Fritsche, 2012), jedoch machte 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 Nachgang des Forschungsvorhabens.

#### **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<sup>10</sup>, 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 Überflügen 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, Biotreib-

---

<sup>10</sup> <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025>

stoffe, Bioenergie, Wasserkraft, Atomenergie, Photovoltaik, Windkraft, Biogas), Materialien, Abfallsorgung (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, 2024). 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 und deren Neufassung (Richtlinie (EU) 2018/2001) wurden 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 Abwicklung der Nachhaltigkeitsnachweise<sup>11</sup> erfolgt über das Nachhaltige-Biomasse-System (Nabisy) (BLE, 2024).

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 ESA<sup>2</sup> und der TU Dresden**

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., 2023) 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.

---

<sup>11</sup> Sowohl die Anrechnung zur Biokraftstoffquote als auch die Inanspruchnahme der Steuerentlastung nach dem Energiesteuergesetz setzen den Nachweis von Nachhaltigkeitszertifikaten voraus.

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-, Erdgas- 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. So war die Inbetriebnahme der nach 2006 neu installierten Braunkohlekraftwerke an die Bedingung zur Stilllegung alter Braunkohlekapazitäten gebunden. Für die Kernkraft wurde bereits 2002 ein Ausstiegsplan gesetzlich verankert, welcher nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima 2011 nochmals deutlich beschleunigt wurde, so dass im April 2023 die letzten Kernkraftwerke vom Netz gingen. Das Kohleausstiegsgesetz aus dem Jahr 2019 fand im Rahmen dieser Analyse noch keine Beachtung.

Über einen modellgestützten Szenarienvergleich mit und ohne erneuerbare Energien im Kraftwerkspark werden die jeweils durch die deutsche erneuerbare Stromerzeugung verdrängten fossilen Kraftwerkskapazitäten im In- und Ausland analysiert.

Auf Grundlage der ermittelten Erzeugungsmengen 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.

Aufgrund der begrenzten Projektlaufzeit sind leider keine Ergebnisse für das Jahr 2022 und 2023 verfügbar. Dies ist in Anbetracht der starken Verwerfungen auf dem europäischen Strommarkt speziell in diesen Jahren ungünstig. So führte die durch den russischen Angriffskrieg in der Ukraine ausgelösten Gaskrise, sowie die Dürre- und Revisionsbedingte Reduktion der französischen Kernenergieerzeugung, welche zu höheren Stromexporten von Deutschland nach Frankreich führte, zu einer stärkeren Nutzung von Braun- und Steinkohle. Auf der anderen Seite ist bei einer Weiterentwicklung des Berechnungsansatzes darauf zu achten, dass die politischen Weichenstellungen, insbesondere mit Blick auf das Kohleausstiegsgesetz aus dem Jahr 2019 Beachtung finden. So ist insbesondere eine Berücksichtigung des CO<sub>2</sub>-Preises mit Blick auf die immer knapper werdenden Zertifikate von großer Bedeutung.

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, wurde 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-Energieträgerkombinationen, 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 Einzelraumfeuerungen) eingesetzt, wird zusätzlich auf Daten der co2online-Studie von Köhrer 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 (AGEB, 2025) 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., 2023)). 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. Darüber hinaus sind große Änderungen im deutschen Kraftwerkspark zu erwarten (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 von den bisherigen Messergebnissen, welche aus Vorortmessungen stammen. Hier besteht weiterhin großer Forschungsbedarf.

Wissensdefizite bestehen zudem weiterhin im Bereich der Biomassenutzung. So besteht für den Energiepflanzenanbau die Notwendigkeit eines genaueren Monitorings von direkten Landnutzungsänderungen (u. a. Grünlandumbruch) sowie die Notwendigkeit der Fortschreibung und Verbesserung von Ansätzen zur Quantifizierung indirekter Landnutzungsänderungen (Verlagerungs- und Verdrängungseffekte als Konsequenz des Anbaus von Energiepflanzen, „iLUC“) (vgl. hierzu Kapitel 2.3.2). Von besonderer Bedeutung sind in diesen Kontext großflächige, repräsentative ökobilanzielle 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 Luftreinhalte-techniken 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 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 Gesamtfeuerleistungswärmeleistung 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 Umwand-

lung 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 Kohlenstoffreservoir 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 (EU) 2015/1513 (Europäische Union, 2015) in modifizierter Form umgesetzt und ist gleichfalls Bestandteil der Richtlinie (EU) 2018/2001 (Anhang VIII) (Tabelle 2).

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

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

Quelle: (Europäische Union, 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.

<sup>12</sup> Die angegebenen Mittelwerte stellen einen gewichteten Durchschnitt der individuell dargestellten Rohstoffwerte dar.

<sup>13</sup> Die hier berücksichtigte Bandbreite entspricht 90 Prozent der Ergebnisse unter Verwendung des aus der Analyse resultierenden fünften und fünfundneunzigsten Perzentilwerts.

Eine Anwendung der in Anhang III der RL (EU) 2018/2001 dokumentierten vorläufigen Werte in der UBA-Emissionsbilanz auf Basis der im Jahr 2024 in Deutschland im Verkehrsbereich eingesetzten Biokraftstoffe und deren THG-Emissionsfaktoren ergibt, dass sich die ohne Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen abgeleitete THG-Minderung von insgesamt 11 Mio. CO<sub>2</sub>-Äq. auf rund 10,3 Mio. CO<sub>2</sub>-Äq. (Spannbreite 10 bis 10,5 Mio. CO<sub>2</sub>-Äq.) um 7 Prozent (Spannbreite 9 bis 5 Prozent) verringert.

### 2.3.3 CO<sub>2</sub>-Neutralität von Holz

Grundlage und Rahmen der Berechnung der vermiedenen Emissionen bildet die Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018), an der sich auch die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen (z.B. §5 BioSt-NachV<sup>14</sup>) ausrichten. Somit wird der direkte Verbrennungsprozess von fester Biomasse im Rahmen der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger als CO<sub>2</sub>-neutral angenommen. Demnach wird für einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren der CO<sub>2</sub>-Freisetzung durch Entnahme, Nutzung und/oder natürliche Zersetzung von Biomasse die CO<sub>2</sub>-Bindung durch Biomasse-neubildung infolge der Photosynthese-Leistung der natürlichen Ökosysteme gegenübergestellt. Dies weicht von der Darstellung der energetischen Nutzung von fester Biomasse im CO<sub>2</sub>-Rechner<sup>15</sup> des Umweltbundesamtes ab. Dort werden die biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bei der Verbrennung von fester Biomasse entstehen, mit dem Emissionsfaktor von 365 g CO<sub>2</sub>/kWh bilanziert.

Im nationalen Treibhausgasinventar werden Veränderungen des Kohlenstoffspeichers der natürlichen Ökosysteme im Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) verbucht. Die komplexen Berechnungen der Waldkategorie und der Holzprodukte erfolgen nach den methodischen Vorgaben des Weltklimarates („Intergovernmental Panel on Climate Change“, IPCC). Abbildung 2 stellt die Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen durch Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) in Deutschland dar. Um Doppelzählungen mit dem LULUCF-Sektor zu vermeiden, werden im Energie- und Abfallsektor die direkten CO<sub>2</sub>-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

14 § 5 Anforderungen an forstwirtschaftliche Biomasse in der Biomasse-Strom-Nachhaltigkeits-Verordnung, [https://www.gesetze-im-internet.de/biost-nachv\\_2021/\\_5.html](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 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.

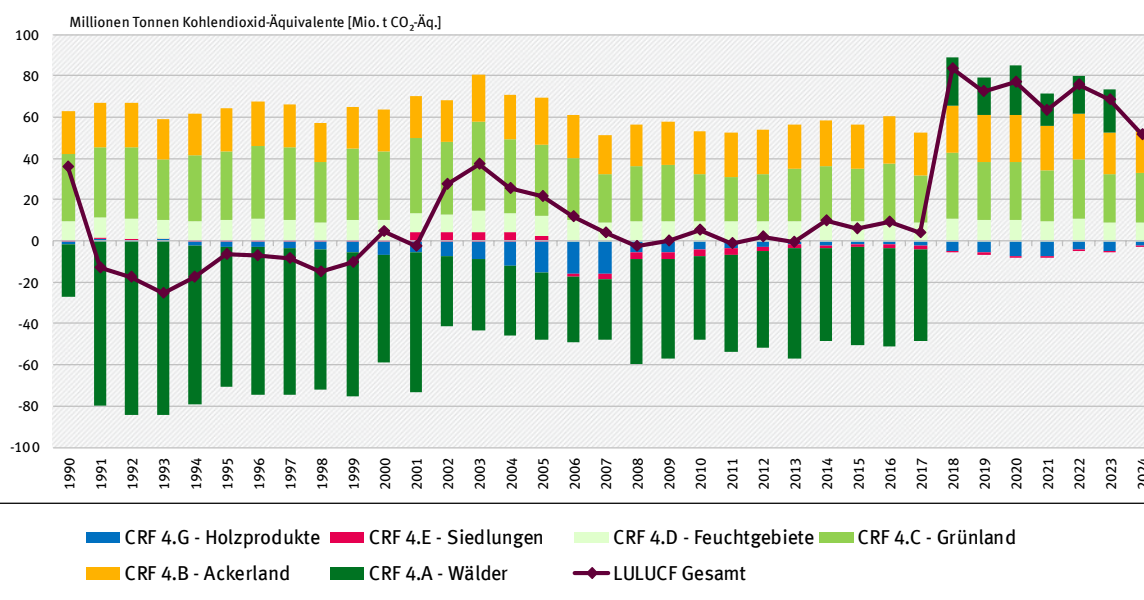
(4) Können Nachweise über die Erfüllung der Anforderungen nach Absatz 3 nicht erbracht werden, so ist durch Bewirtschaftungssysteme auf Ebene des forstwirtschaftlichen Gewinnungsgebiets sicherzustellen, dass die Niveaus der Kohlenstoffbestände und -senken in den Wäldern erhalten bleiben oder langfristig verbessert werden.,

<sup>15</sup> [https://uba.co2-rechner.de/de\\_DE/](https://uba.co2-rechner.de/de_DE/)

Rahmen der Klimaberichterstattung ein, da die entsprechende Kohlenstoff-Entnahme in der Berichterstattung zum LULUCF-Sektor bereits bilanziert wurde. Anders verhält es sich mit direkten Emissionen an Nicht-CO<sub>2</sub>-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. Diese Emissionen werden daher im Energiesektor berichtet.<sup>16</sup>

Die aus dieser Berichterstattungskonvention politisch abgeleitete Annahme der CO<sub>2</sub>-Neutralität der Holzverbrennung setzt somit voraus, dass Emissionen aus der Holzverbrennung innerhalb des Betrachtungszeitraums wieder durch den Wald als Senke eingebunden werden. Viele der danach festgelegten Zielsetzungen der internationalen, europäischen und nationalen Klima- und Energiepolitik, Regelwerke, Gesetze und Verordnungen beinhalten diese Annahme und setzen damit konkrete Anreize für die energetische Holznutzung – verbunden mit Konsequenzen für die stoffliche Nutzung des Holzes und für die Senkenleistung des Waldes im nationalen, europäischen und internationalen Kontext. Wie man der Abbildung 2 entnehmen kann, hat sich der Wald seit 2018 von einer Senke zu einer Quelle von CO<sub>2</sub>-Emissionen gewandelt.

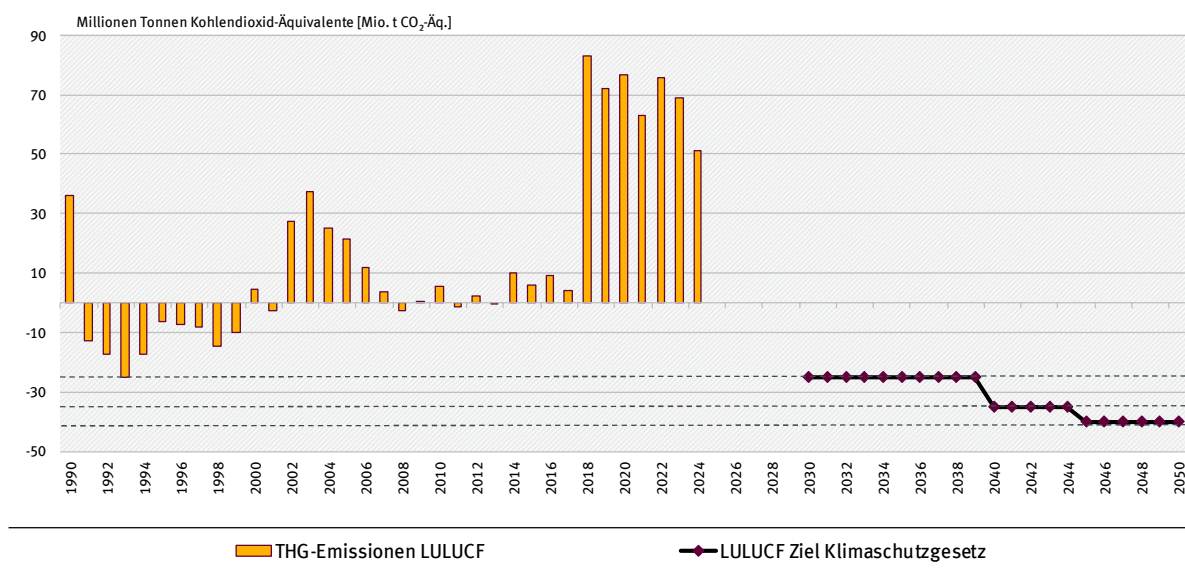
**Abbildung 2: Treibhausgas-Emissionen durch Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) in Deutschland**



Quelle: UBA auf Basis vom Thünen-Institut

<sup>16</sup> Im FAQ des IPCC zu den nationalen Treibhausgasinventaren werden die Details bzw. Voraussetzungen der „CO<sub>2</sub>-Neutralität“ von Biomasse im Energiesektor unter der Frage Q2-10 erläutert: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/faq/faq.html>

**Abbildung 3: Treibhausgas-Emissionen durch Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) in Deutschland in Verbindung mit den Senkenzielen aus dem Klimaschutzgesetz**



Quelle: UBA auf Basis vom Thünen-Institut

Die Annahme der CO<sub>2</sub>-Neutralität wird dabei im Zuge der Diskussion um die so genannte Kohlenstoffschuld (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 CO<sub>2</sub>-Emissionen mittels einer Steigerung der Senkenleistung im LULUCF-Sektor auszugleichen. So wurden u.a. im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)<sup>17</sup> eigene Ziele zur Stärkung von natürlichen Senken wie z.B. Wälder formuliert. Demnach soll die Senkenleistung des LULUCF-Sektors in Deutschland in einem ersten Schritt bis zum Jahr 2030 auf mindestens minus 25 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. jährlich erhöht werden. Abbildung 3 stellt die THG-Emissionen aus dem LULUCF-Sektor der vergangenen Jahre mit den definierten LULUCF-Zielen für die einzelnen Zieljahre zusammen dar. Deutlich wird hier die Lücke zwischen den Senkenzielen und den derzeit erreichten THG-Emissionen, insbesondere nach dem Verlust der Senkenfunktion des Waldes im Jahr 2018. Vor diesem Hintergrund und bei konsequenter Orientierung am Kaskadenprinzip der zunehmend knapper werdenden Ressource Holz wird daher die unmittelbare energetische Nutzung von Waldholz sehr kritisch gesehen.

Die veröffentlichten Ergebnisse der Bundeswaldinventur 2022<sup>18</sup> zeigen darüber hinaus, dass der Kohlenstoffvorrat der lebenden Biomasse deutscher Wälder im Vergleich zum Jahr 2017 um 3 Prozent zurückgegangen ist. Da der Rückgang höher ist als der Aufbau von Totholz im gleichen Zeitraum haben die Wälder ihre Senkenfunktion eingebüßt und sind zur Treibhausgasquelle geworden. Gründe hierfür sind die Auswirkungen der Hitze und Dürreperioden zwischen den 2018 und 2021. Auch wenn natürliche Störungen als auch methodische Anpassungen immer wieder zu Schwankungen führen zeigt sich

<sup>17</sup> Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG): <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/BJNR251310019.html>

<sup>18</sup> Bundeswaldinventur: <https://www.bundeswaldinventur.de/>

ab 2018, insbesondere durch die Dürrejahre 2018 und 2019, ein abnehmender Trend des Kohlenstoffspeichers im Wald. Hierdurch wurde der LULUCF-Sektor bereits in den Jahren seit dem Jahr 2018 zur Quelle.

#### **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 (Europäische Union, 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. Mit der Neufassung der Richtlinie (EU) 2018/2001 entfiel diese Berichtspflicht.

Die EU-Kommission stützte sich in Ihrem EU-Fortschrittsbericht 2020 (Europäische Kommission, 2020) auf die Ergebnisse einer von der EEA entwickelten Methode zur Bestimmung der vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im Fortschrittsbericht wird basierend auf der EEA-Methodik für die EU eine Menge von 460 Mio. Tonnen durch den Einsatz erneuerbarer Energien vermiedener CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub> vermieden. Die auf Basis der UBA-Methodik errechneten vermiedenen Emissionen betrugen im Jahr 2020 im Vergleich dazu knapp 230 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>.

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 der sogenannten Monitoring Mechanism Regulation (MMR), welche in der Verordnung Nr. 525/2013 des europäischen Parlaments und des Rates 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 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 miteinbezogenen Vorkettenemissionen, des Betrachtungszeitraums und des Energiebinnenmarkts einen umfassenderen Blick und somit sachgerechtere Werte für Deutschland als die EEA-Methodik.

### 3 Zusammenfassung der Ergebnisse

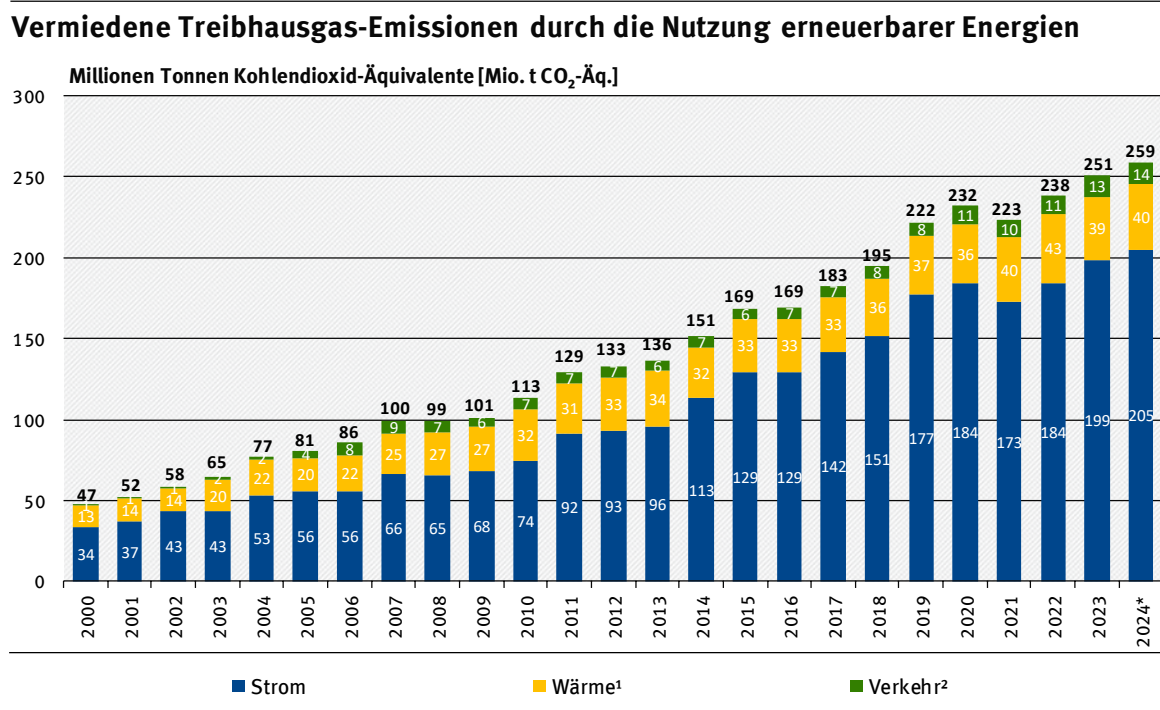
Das vorliegende Kapitel fasst die Ergebnisse der Emissionsbilanzen der einzelnen erneuerbaren Energieträger zusammen. Sie sind getrennt nach Strom, Wärme und Verkehr in den Kapiteln 4, 5 und 6 im Detail dargestellt. Aufgrund ihrer hohen umweltpolitischen Relevanz stehen die untersuchten Treibhausgasemissionen 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 soweit möglich alle vorgelagerten Prozessketten zur Gewinnung und Bereitstellung der Energieträger berücksichtigt, damit sich ein möglichst umfassendes Bild der Emissionenwirkungen ergibt.

#### 3.1.1 Emissionsbilanzen für Treibhausgase

Die Ergebnisse der Emissionsbilanz zeigen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien wesentlich zur Reduktion der Treibhausgase 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 4: Entwicklung der netto vermiedenen Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien\***

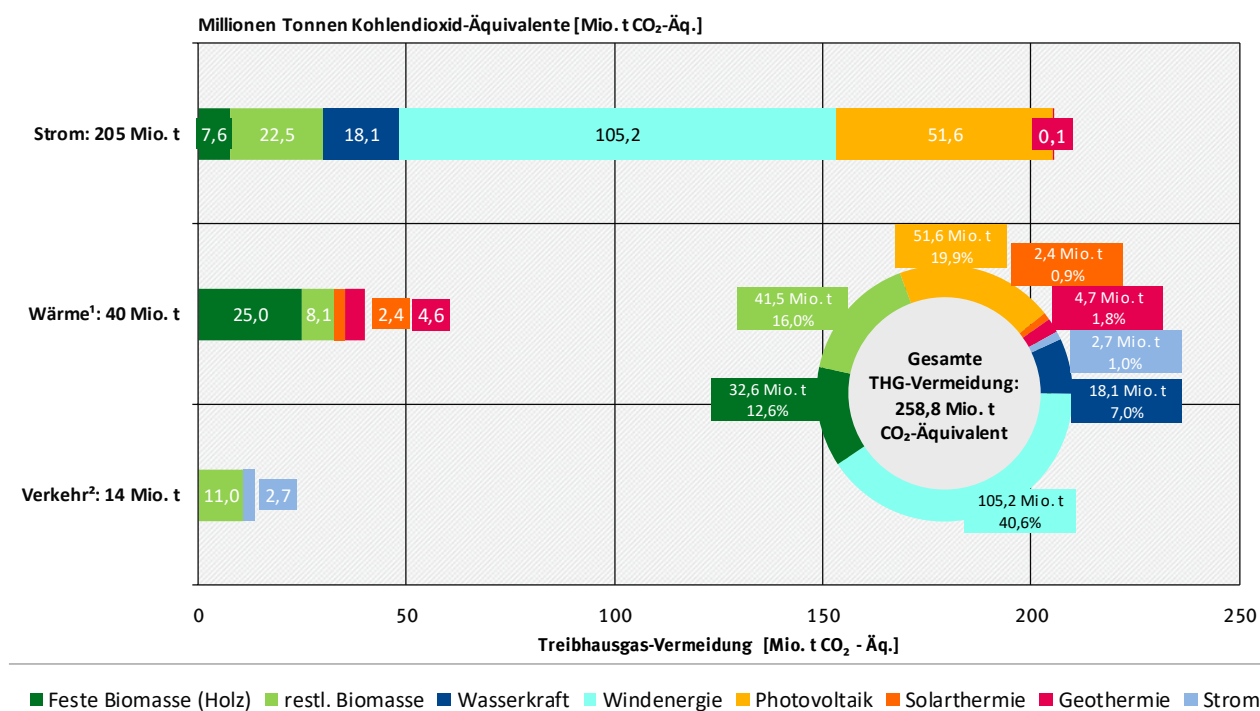


\* vorläufige Daten, ohne Berücksichtigung biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

¹ ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

² biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär), sowie Stromverbrauch im Straßenverkehr

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

**Abbildung 5: Netto vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2024\***

\* vorläufige Daten, ohne Berücksichtigung biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

<sup>1</sup> ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

<sup>2</sup> biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär, Strom bezieht sich ausschließlich auf den Stromverbrauch im Straßenverkehr (auf Basis des deutschen Strommix)

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 2024 insgesamt Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 259 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden hat. Davon sind 79,3 Prozent der Strombereitstellung durch erneuerbare Energien zuzurechnen. Insgesamt wurden 205 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. im Stromsektor vermieden. Im Bereich der Wärme- und Kältebereitstellung wurden durch erneuerbare Energien 40 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. (15,4 Prozent) und im Verkehrssektor wurden knapp 14 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. (5,3 Prozent) vermieden. Die Abbildung 5 verdeutlicht zudem, dass die Emissionsvermeidung in entscheidendem Maße von den eingesetzten erneuerbaren Energieträgern abhängt. Sektorenübergreifend wurden die meisten Treibhausgasemissionen durch die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen vermieden (105 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente).

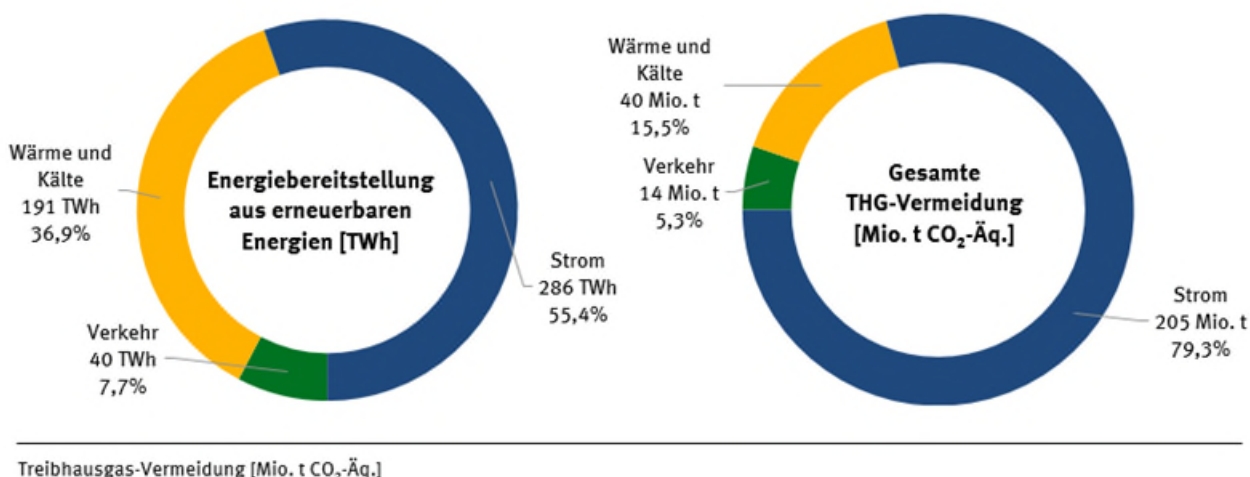
Abbildung 4 stellt die Entwicklung der netto vermiedenen Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien in den letzten Jahren für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr dar. Die größte Wachstumsdynamik geht hierbei von der erneuerbaren Stromerzeugung aus. Hier stiegen die vermiedenen Treibhausgas-Emissionen von etwa 34 Mio. t im Jahr 2000 auf 205 Mio. t im Jahr 2024. Insbesondere die Entwicklungen bei Photovoltaik und Wind waren hierbei maßgeblich. Bei der Windenergie übersteigen mittlerweile die witterungsbedingten Schwankungen den Effekt von zusätzlich installierten Windkraftanlagen. Hierdurch lassen sich zum großen Teil die Schwankungen der vermiedenen Emissionen der letzten Jahre erklären. Seit 2000 erhöhten sich die vermiedenen THG-Emissionen im Wärmesektor von ca. 14 Mio. t auf ca. 40 Mio. t und im Verkehrssektor von ca. 1 Mio. t auf 14 Mio. t.

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 Bilanzierung ist hier mit einigen Unsicherheiten behaftet, da Verdrängungseffekte und indirekte Landnutzungsänderungen bislang nicht in die Berechnung einfließen (vgl. Kapitel 2.3.2).

Bei der vergleichenden Betrachtung der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien und den dadurch vermiedenen Emissionen (siehe Abbildung 6) fällt auf, dass sich die Anteile der einzelnen Sektoren deutlich unterscheiden. Während die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 55 Prozent der gesamten im Jahr 2024 bereitgestellten erneuerbaren Energien ausmachte, betrug ihr Anteil an den dadurch netto vermiedenen Treibhausgasemissionen annähernd 80 Prozent. Der Wärme- und Verkehrssektor machten zusammen fast 45 Prozent der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien aus. Sie trugen allerdings nur etwas mehr als 20 Prozent zur Gesamtemissionsvermeidung bei.

**Abbildung 6: Anteile der Sektoren an der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien und den dadurch vermiedenen THG-Emissionen im Jahr 2024**



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

In Tabelle 3 sind die Netto-Vermeidungsfaktoren zusammenfassend für die untersuchten Treibhausgase in den einzelnen 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 (CH<sub>4</sub>) und Lachgas (N<sub>2</sub>O).

**Tabelle 3: Emissionsbilanz für wesentliche Treibhausgase durch erneuerbare im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor im Jahr 2024\***

Treibhausgas		durch Bruttostromerzeugung aus EE		durch Endenergieverbrauch aus EE für Wärme und Kälte <sup>19</sup>		durch Endenergieverbrauch im Verkehr (Biokraftstoffe) <sup>20</sup>		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 <sup>21</sup>	CO <sub>2</sub> -Äq.	718	205.165	210	40.009	344	13.649	258.823
	CO <sub>2</sub>	693	198.232	212	40.483	330	13.111	251.826
	CH <sub>4</sub>	0,81	231,9	-0,04	-8,24	-0,23	-8,98	215
	N <sub>2</sub> O	-0,01	-4,2	-0,01	-2,6	-0,02	-0,97	-8

\* ohne Berücksichtigung biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: eigene Berechnung

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Treibhausgas-Emissionsbilanzen im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor aufgeschlüsselt nach Energieträgern bzw. Technologien betrachtet. In Abbildung 7, Abbildung 9 und Abbildung 11 sind jeweils die Gesamt-Treibhausgasbilanzen der verschiedenen Energieträger bzw. Technologien in den Sektoren im Jahr 2024 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 8, Abbildung 10 und Abbildung 12 analog die spezifischen Emissions- und Vermeidungsfaktoren pro Kilowattstunde (kWh) bereitgestellter Energie dar.

### 3.1.2 Stromsektor

Wie Abbildung 7 zeigt, war der Großteil der netto vermiedenen Emissionen im Stromsektor im Jahr 2024 auf die Nutzung der Windenergie an Land (85 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) zurückzuführen, gefolgt von Photovoltaik (52 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.), der Windenergie auf See (20 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.), Wasserkraft (18 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) und der Verstromung von Biogas (15 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.). Die Netto-Emissionsbilanz von Biogas wird

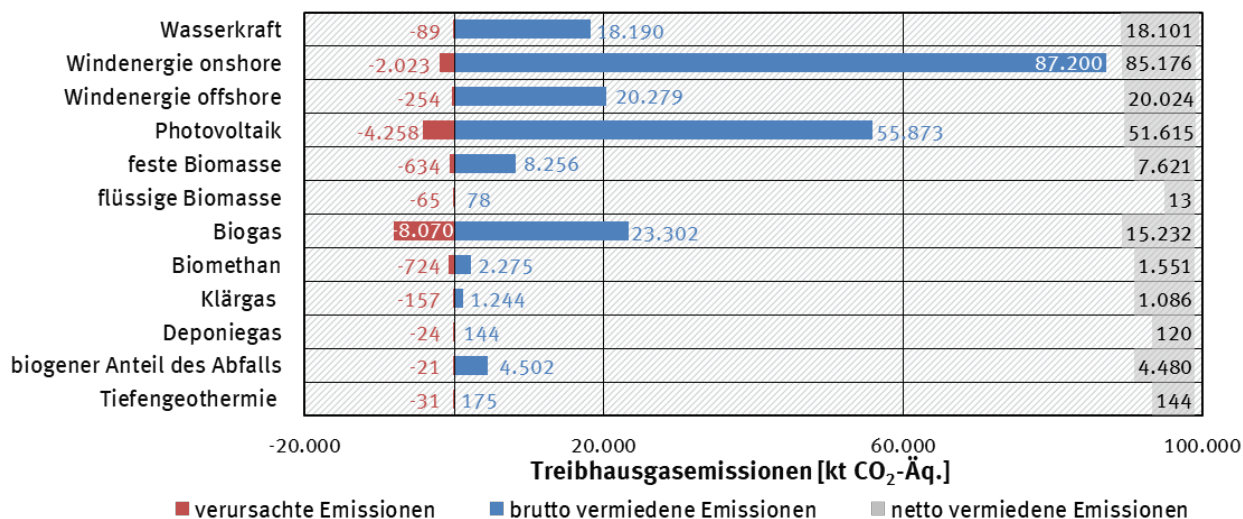
<sup>19</sup> inkl. Biodiesel, der in der Landwirtschaft verwendet wird und ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

<sup>20</sup> nur Biokraftstoffe, ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor auf Basis vorläufiger Daten der BLE für das Jahr 2017

<sup>21</sup> weitere Treibhausgase (SF<sub>6</sub>, FKW, H-FKW) sind nicht berücksichtigt

v. a. durch die anfallenden Emissionen beim Anbau der Energiepflanzen (beispielsweise durch Düngung, Ernte und Methanschlupf) im Rahmen der Biogaserzeugung und -nutzung erheblich negativ beeinflusst.

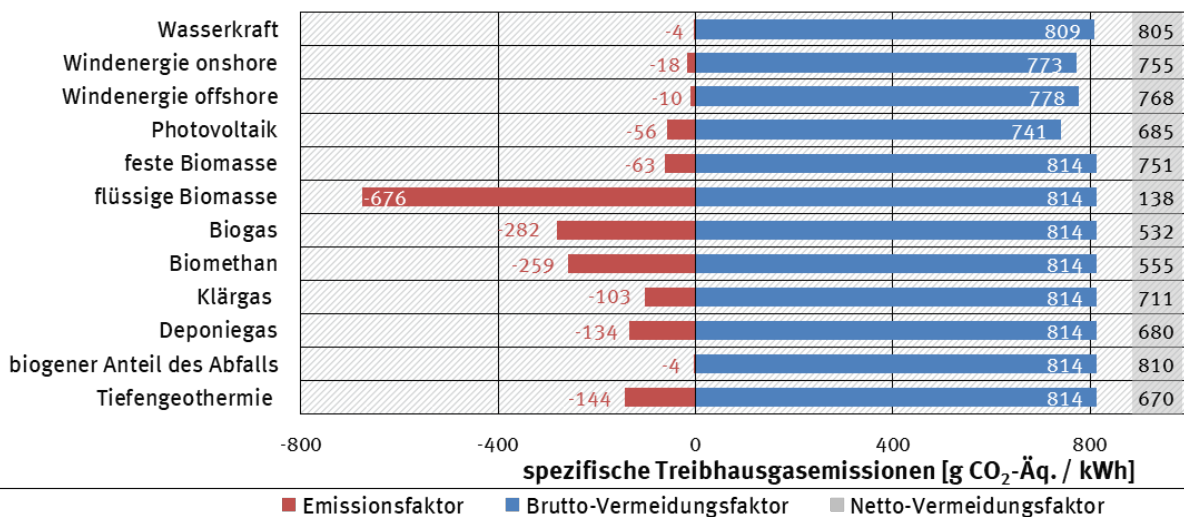
**Abbildung 7: Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Brutto-Stromerzeugung vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2024 nach Energieträgern \***



\* ohne Berücksichtigung biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

**Abbildung 8: Spezifische Treibhausgasbilanz der Brutto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2024 nach Energieträgern\***



\* ohne Berücksichtigung biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Die spezifischen Treibhausgasbilanzen der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträger (Abbildung 8) unterscheiden sich teilweise deutlich. Die höchsten Netto-Vermeidungsfaktoren ergeben sich durch die energetische Verwertung des biogenen Anteils im Siedlungsabfall (810 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh) sowie durch Wasserkraft (805 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh), während durch den Einsatz von flüssiger Biomasse

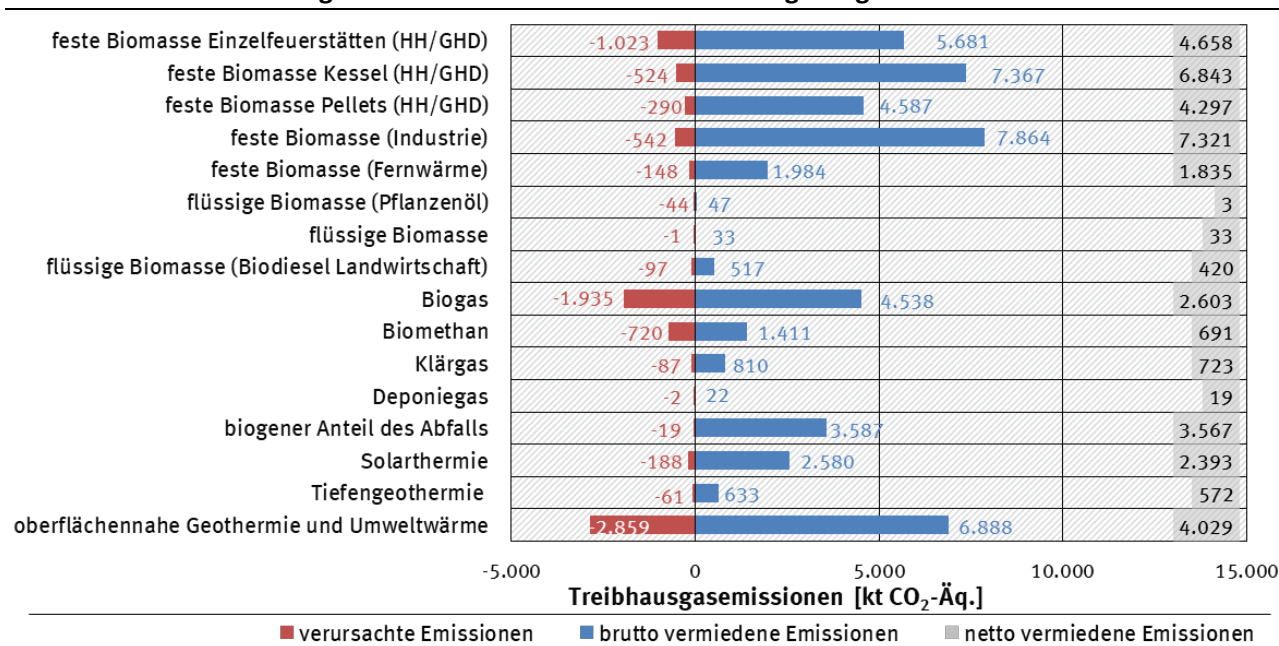
(138 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh), Biomethan (555 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh), sowie Biogas (532 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh) die geringsten Vermeidungswirkungen pro erzeugter kWh Strom erreicht werden.

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

Von den im Jahr 2024 im Wärmesektor netto vermiedenen Treibhausgasemissionen in Höhe von rund 40 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten entfielen über 60 Prozent (entspricht etwa 25 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten) auf die Nutzung fester Biomasse (Abbildung 9). So steuerte deren Verwendung in privaten Haushalten (HH) und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) mit 15,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. den größten Anteil bei. An zweiter Stelle folgte der Einsatz fester Biomasse zur Wärmeerzeugung in der Industrie (7,3 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) sowie der oberflächennahen Geothermie und Umweltwärme (4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.). Letztere verzeichnete dabei das größte Wachstum. Dies kann insbesondere durch den vermehrten Zubau von Wärmepumpen erklärt werden.

**Abbildung 9: Durch die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2024 nach Energieträgern\***



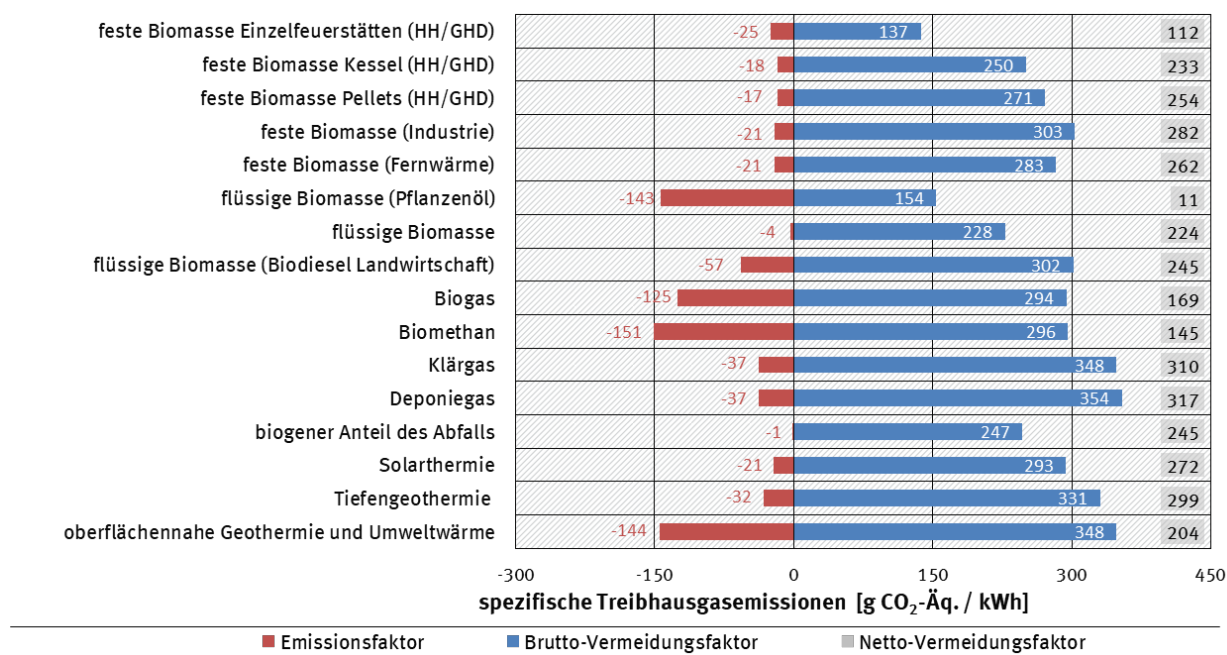
\* ohne Berücksichtigung biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Bei der Betrachtung der spezifischen Treibhausgasemissionen im Wärmesektor (Abbildung 10) 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 2024 reichten somit die Netto-Vermeidungsfaktoren von lediglich 11 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh bei der Nutzung von flüssiger Biomasse bis zu 317 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh beim Einsatz von Deponiegas bis zur unteren Grenze. 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 Biomethannutzung mit die höchsten negativen Emissionsfaktoren von ca.  $-151 \text{ g CO}_2\text{-Äq. / kWh}^{22}$  auf. Andere erneuerbare Energieträger bzw. Verwendungsbe-  
reiche wiesen hingegen sehr geringe spezifische Treibhausgasemissionen von etwa  $-20 \text{ g CO}_2\text{-Äq. / kWh}$  auf, wie z. B. die Wärmeerzeugung aus fester Biomasse in privaten Haushalten bzw. im GHD-Bereich, aus biogenem Abfall, sowie aus der Solarthermienutzung. Würde man allerdings die biogenen  $\text{CO}_2$ -Emissionen aus der Verbrennung von fester Biomasse mitberücksichtigen, müsste man die Emissionsfaktor von den Erzeugungspfaden der festen Biomasse zusätzlich mit dem Emissionsfaktor von  $365 \text{ g CO}_2/\text{kWh}$  belegen.

**Abbildung 10: Spezifische Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2024 nach Energieträgern\***



\* ohne Berücksichtigung biogener  $\text{CO}_2$ -Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

### 3.1.4 Verkehrssektor

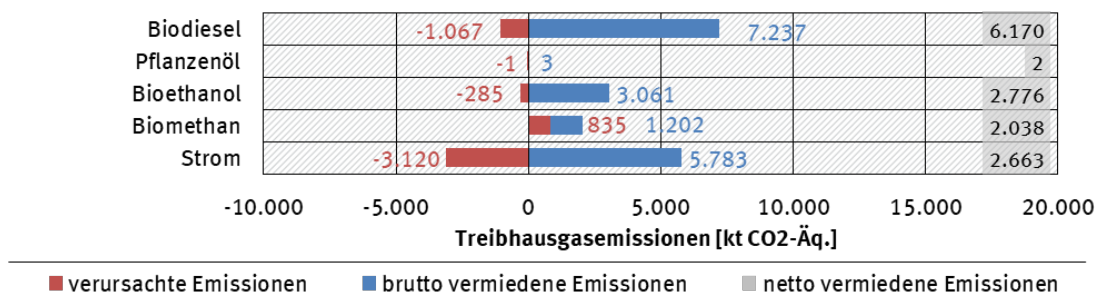
Im Verkehrssektor wurden durch Biokraftstoffe insgesamt etwa 11 Mio. t  $\text{CO}_2\text{-Äq.}$  vermieden. Durch den Einsatz von Strom im Straßenverkehr wurden zusätzlich 2,7 Mio. t  $\text{CO}_2\text{-Äq.}$  vermieden. Mit einem Anteil von fast 50 Prozent (knapp 6,2 Mio. t  $\text{CO}_2\text{-Äq.}$ ) hatte die Nutzung von Biodiesel die größte Vermeidungswirkung im Verkehrssektor, gefolgt von Bioethanol mit ca. 2,8 Mio. t  $\text{CO}_2\text{-Äq.}$ , Strom mit circa 2,7 Mio. t  $\text{CO}_2\text{-Äq.}$  und Biomethan mit 2 Mio. t  $\text{CO}_2\text{-Äq.}$  Im Vergleich dazu ist die Verwendung von Pflanzenöl nahezu vernachlässigbar, wie in Abbildung 11 dargestellt. Betrachtet man die spezifischen Treibhausgasemissionen in Form von Vermeidungsfaktoren, dargestellt in Abbildung 12, ergibt sich ein differenzierteres Bild der betrachteten Energieträger.

Biomethan hat mit  $574 \text{ g CO}_2\text{-Äq. / kWh}$  im Vergleich zu den übrigen Energieträgern den höchsten Vermeidungsfaktor. Dies ist vor allem durch die Anrechnung des in der RED II definierten und im Rah-

<sup>22</sup> Der Brutto-Vermeidungsfaktor der oberflächennahen Geothermie und Umweltwärme ist durch seinen relativ hohen Bedarf von fremdbezogener Hilfsenergie stark abhängig vom derzeitigen Strommix.

men der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung verwendeten Gülle-Bonus zu begründen. Wird nämlich bei der Herstellung von Biomethan das Gärsubstrat Gülle oder Mist verwendet, kann auf Grundlage der Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) ein Bonus angerechnet werden. Dies kann zu negativen Emissionsfaktoren führen, wie es sich in Summe auch für den Energieträger Biomethan beobachten lässt (- 235 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh). Anschließend folgt der Netto-Vermeidungsfaktor von Strom im Straßenverkehr mit einer Höhe von 451 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh. Die Nutzung von Bioethanol vermeidet im Schnitt 305 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh, gefolgt von Biodiesel (292 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh) und Pflanzenöl (234 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh).

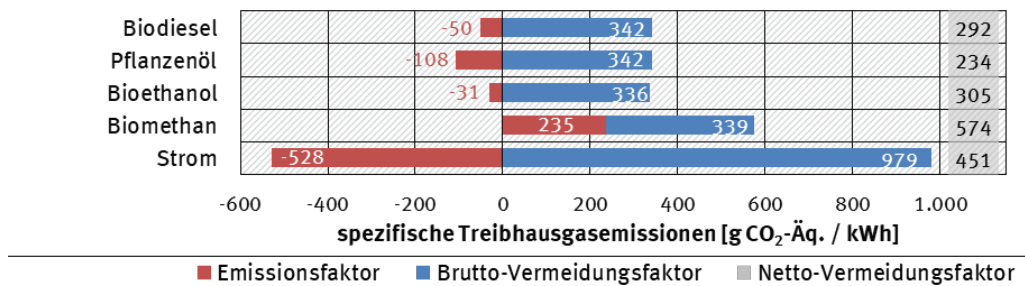
**Abbildung 11: Durch die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2024 nach Energieträgern\***



\* Wird bei der Herstellung von Biomethan das Gärsubstrat Gülle oder Mist verwendet, kann auf Grundlage der Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) ein Bonus angerechnet werden. Dies kann zu negativen Emissionsfaktoren führen.

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

**Abbildung 12: Spezifische Treibhausgasemissionen durch die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2024 nach Energieträgern\***



\* Wird bei der Herstellung von Biomethan das Gärsubstrat Gülle oder Mist verwendet, kann auf Grundlage der Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) ein Bonus angerechnet werden. Dies kann zu negativen Emissionsfaktoren führen.

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 (SO<sub>2</sub>), Stickstoffoxiden (NO<sub>x</sub>), Staub, Kohlenstoffmonoxid (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 aufgegliedert nach Sektoren an.

**Tabelle 4: Emissionsvermeidung wesentlicher Luftschadstoffe durch erneuerbare Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung im Jahr 2024**

Luftschadstoff		EE-Brutto-Stromerzeugung		EE-Wärme-bereitstellung		EE-Verbrauch im Verkehr <sup>23</sup>		Gesamt
		Netto-Vermeidungs-faktor [g/kWh]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	Netto-Vermeidungs-faktor [g/kWh]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	Netto-Vermeidungs-faktor [g/kWh]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]	netto vermiedene Emissionen [1.000 t]
Versauerung <sup>24</sup>	SO <sub>2</sub> -Äq.	0,55	156,0	-0,11	-21,0	0,11	4,43	139
	SO <sub>2</sub>	0,22	63,1	0,01	2,7	0,01	0,41	66
	NO <sub>x</sub>	0,47	135,1	-0,18	-34,1	0,16	6,16	107
Ozon <sup>25</sup> Staub <sup>26</sup>	Staub	0,005	1,3	-0,08	-14,7	0,00	0,06	-13
	CO	-0,35	-100,6	-1,77	-337,1	0,75	29,85	-408
	NMVOC	0,03	8,0	-0,15	-29,0	0,34	13,65	-7

Quelle: Eigene Berechnung des UBA

Im Bereich der Stromerzeugung treten bei den Vorläufersubstanzen für bodennahes Ozon, insbesondere bei Kohlenstoffmonoxid, 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 (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>). 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. Abbildung 14 und Abbildung 15). In der Netto-Bilanz fallen v. a. die negativen Werte bei Kohlen-

<sup>23</sup> nur Biokraftstoffe, ohne Berücksichtigung des erneuerbaren Stromverbrauchs im Verkehrssektor

<sup>24</sup> weitere Luftschadstoffe mit Versauerungspotenzial (NH<sub>3</sub>, HCl, HF) sind nicht berücksichtigt

<sup>25</sup> CO und NMVOC sind wichtige Vorläufersubstanzen für bodennahes Ozon, das wesentlich zum „Sommersmog“ beiträgt

<sup>26</sup> Staub umfasst hier die Gesamtemissionen an Schwebstaub aller Partikelgrößen

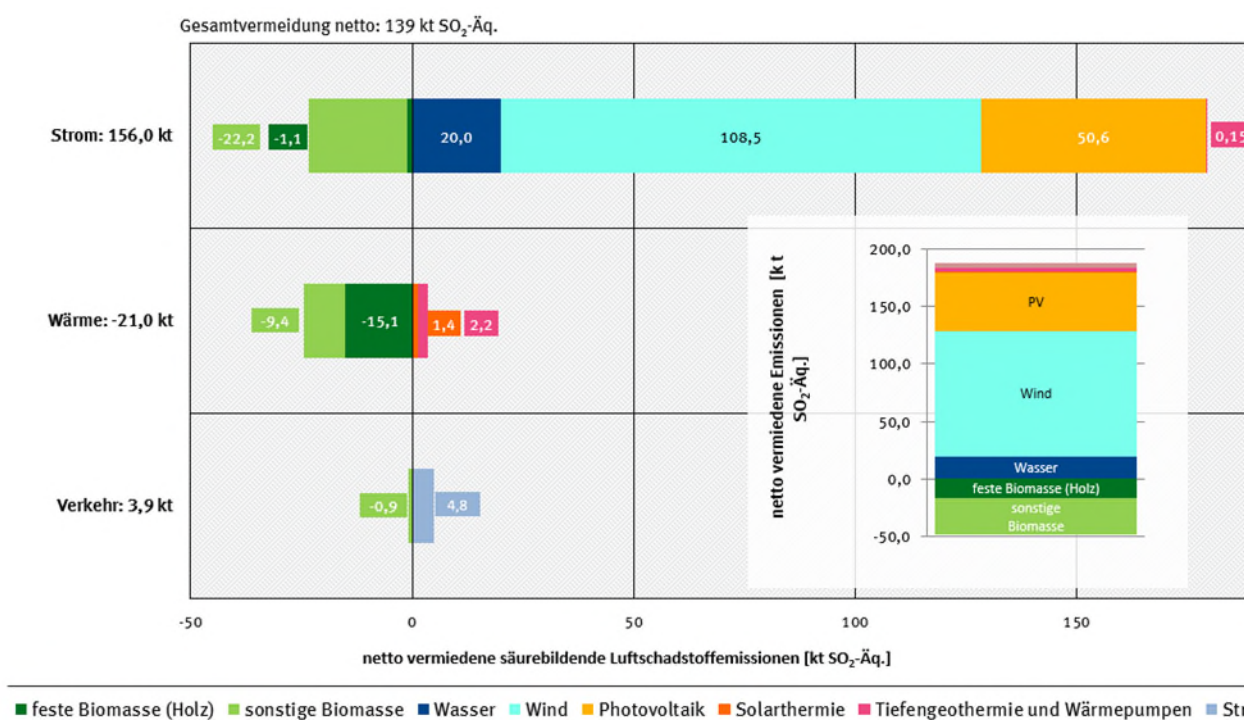
stoffmonoxid, Stickstoffoxiden, flüchtigen organischen Verbindungen sowie bei Staub auf. Bei den Biokraftstoffen zeigen sich negative Auswirkungen insbesondere hinsichtlich zusätzlich verursachter Emissionen von Stickstoffoxiden und Staub.

### 3.2.1 Säurebildende Emissionen

Abbildung 13 gibt einen Überblick über die vermiedenen und verursachten säurebildenden Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2024. Die Netto-Gesamtbilanz fällt mit einer vermiedenen Menge von etwa 139 kt SO<sub>2</sub>-Äq. positiv aus, wenngleich es deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Sektoren gibt.

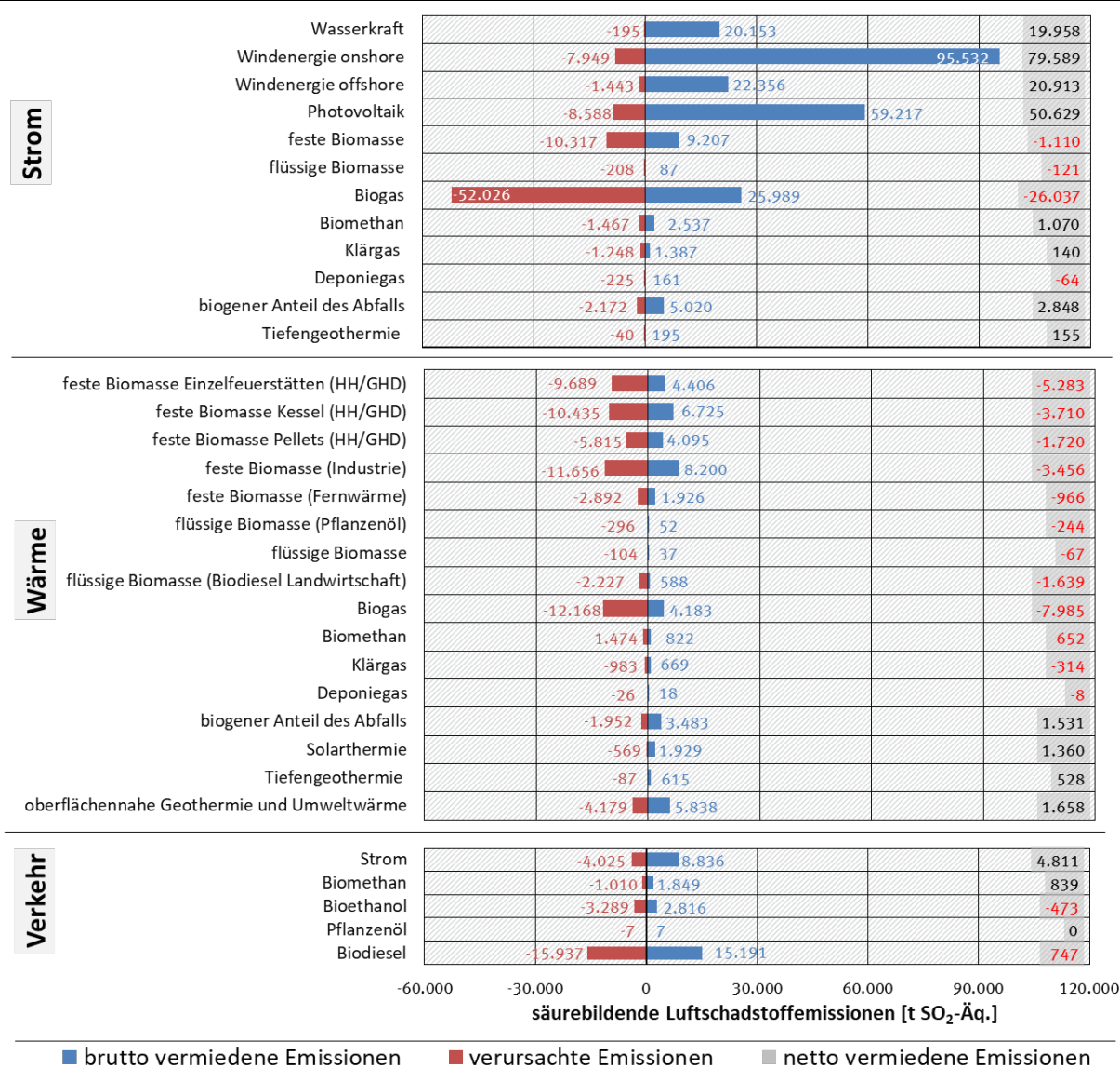
Während im Stromsektor die Netto-Bilanz im Jahr 2024 insbesondere durch den Einsatz von Windenergie, Wasserkraft und Photovoltaik mit einer Vermeidung von fast 179 kt SO<sub>2</sub>-Äq. deutlich positiv ausfiel, wirkte sich der Einsatz von Biomasse im Strom- und Wärmesektor negativ aus. Über alle Sektoren führte der Einsatz von Biomasse zu zusätzlichen Emissionen in Höhe von ca. 49 kt SO<sub>2</sub>-Äq. Im Gegensatz dazu führte der Einsatz von Strom im Straßenverkehr zu einer Vermeidung in Höhe von 4,8 kt SO<sub>2</sub>-Äq. im Verkehrssektor.

**Abbildung 13: Netto vermiedene säurebildende Luftschadstoffemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2024**



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

**Abbildung 14: Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme sowie Verkehrssektor im Jahr 2024 vermiedene und verursachte säurebildende Schadstoffemissionen nach Energieträgern**



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 14 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 SO<sub>2</sub>-Äq. bei. Die höchsten zusätzlichen Emissionen wurden durch die Stromerzeugung aus Biogas in Höhe von 26,0 kt SO<sub>2</sub>-Äq. verursacht.

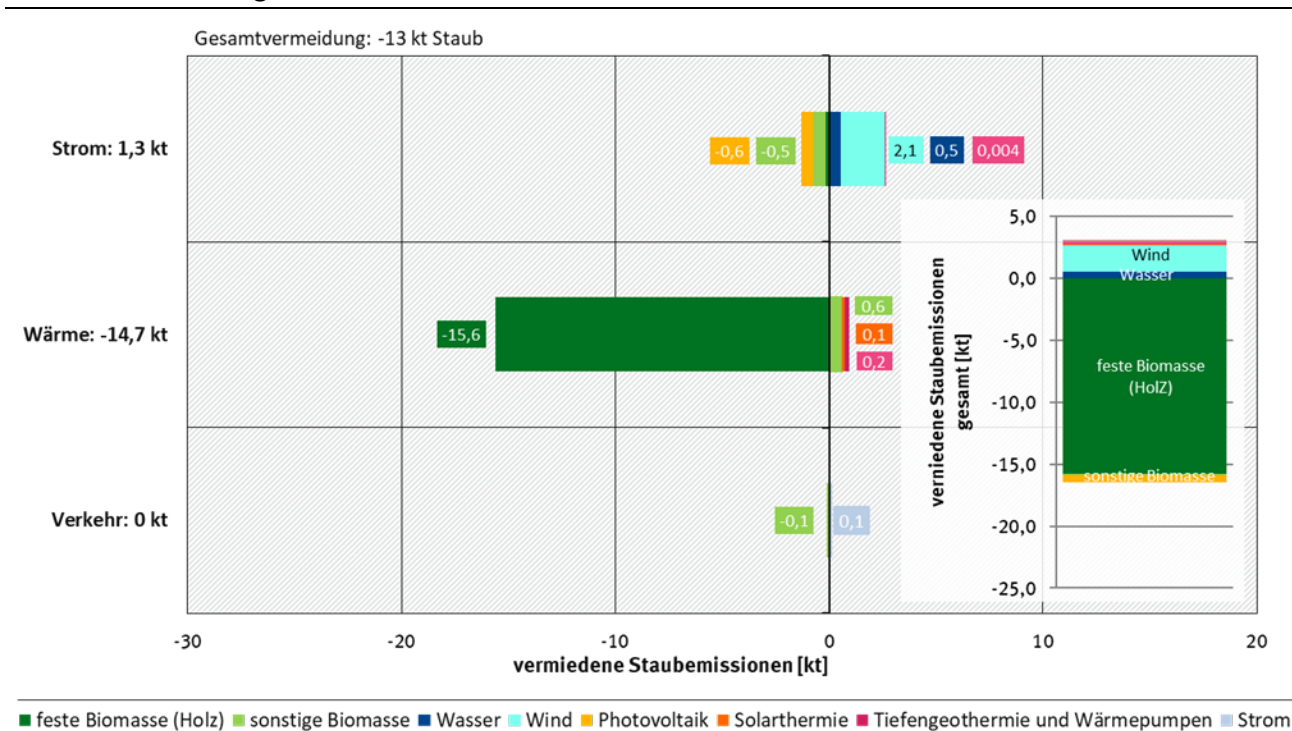
Im Wärmesektor wurde die höchste Netto-Vermeidung durch die Nutzung oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme mit 1,6 kt SO<sub>2</sub>-Äq. erreicht. Die höchsten zusätzlichen netto Emissionen wurden wiederum durch die Nutzung von Biogas mit fast 8 kt SO<sub>2</sub>-Äq. verursacht.

Bezogen auf säurebildende Schadstoffe hat die Nutzung von Biomasse im Verkehrssektor, mit Ausnahme vom Energieträger Biomethan, eine negative Bilanz. Im Gegensatz dazu werden durch den Einsatz von Strom im Straßenverkehr ca. 4,8 kt SO<sub>2</sub>-Äq. vermieden.

### 3.2.2 Staubemissionen

Die Netto-Gesamtbilanz der Staubemissionen (Abbildung 15) fällt insgesamt negativ aus, d. h. der Einsatz erneuerbarer Energien führte im Jahr 2024 zu erhöhten Staubemissionen von insgesamt ca. 13 kt. Im Wärmesektor wurden mit ca. 14,7 kt die weitaus meisten zusätzlichen Staubemissionen verursacht. Im Gegensatz dazu vermieden erneuerbare Energien im Sektor Strom Staub in Höhe von ca. 1,3 kt. Im Verkehrssektor war die Bilanz annähernd ausgeglichen. Signifikante Emissionsvermeidungen wurden lediglich durch die Energieerzeugung aus Windenergie (ca. 2,1 kt) und Wasserkraft (0,5 kt) erreicht.

**Abbildung 15: Netto vermiedene und verursachte Staubemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2024**



Quelle: Eigene Darstellung des UBA

Abbildung 16 gibt einen Überblick über die Staubemissionsbilanzen der einzelnen Technologien bzw. Energieträger im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor.

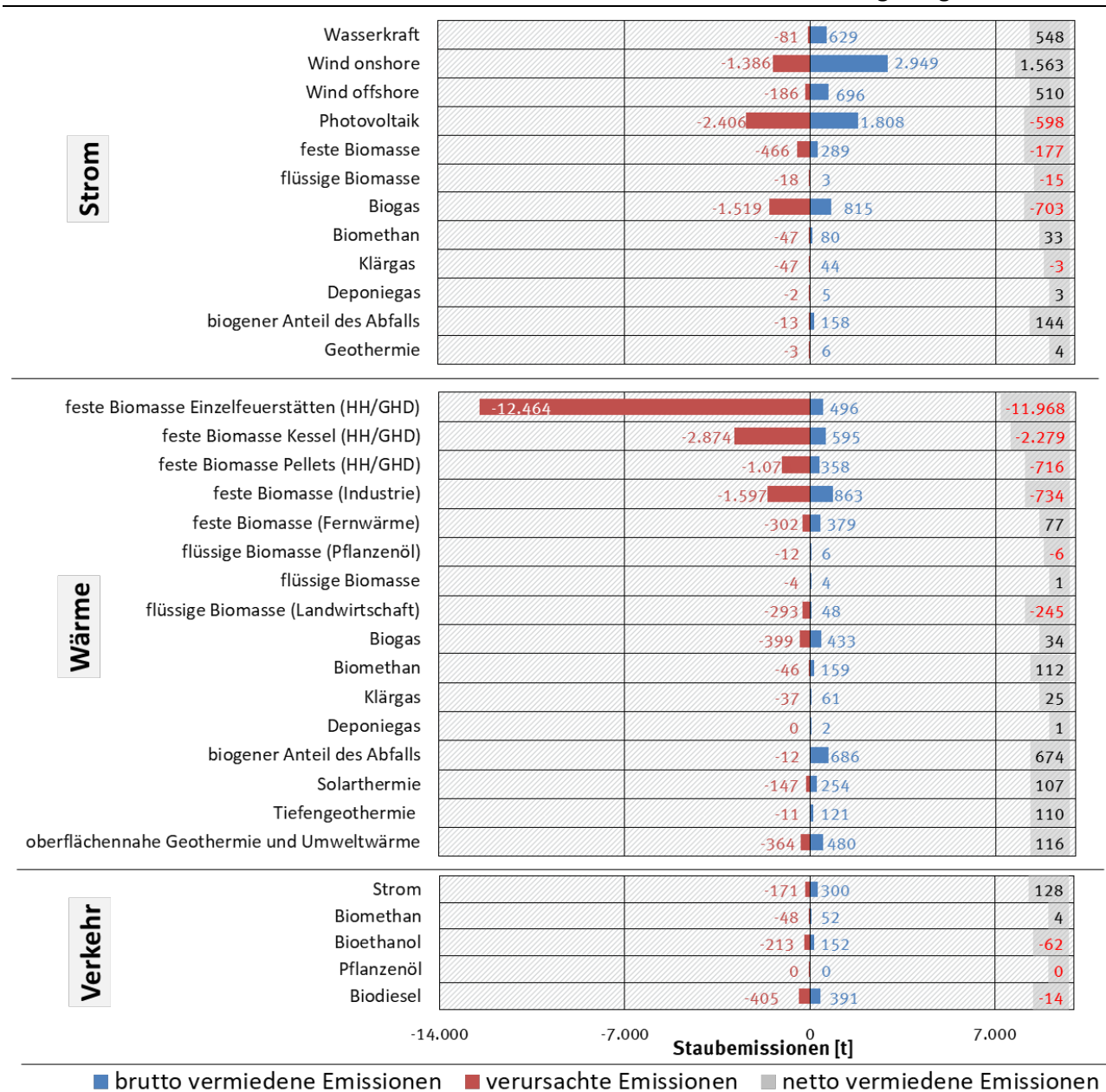
Im Stromsektor wurden im Jahr 2024 insbesondere durch die Biogasverstromung Staubemissionen in Höhe von 703 t netto verursacht, gefolgt von der Stromerzeugung aus Photovoltaik (598 t netto) und fester Biomasse (177 t netto). Bei der Photovoltaik werden dabei die Staubemissionen insbesondere im Produktionsprozess freigesetzt und anschließend auf die Nutzungsdauer diskontiert. Die größte Nettovermeidung an Staubemissionen wurde durch die Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore) mit 1.563 t erreicht, gefolgt von Windenergie auf See (offshore) (510 t) und Wasserkraft (548 t).

Der Großteil der Staubemissionen im Jahr 2024 wurde allerdings durch die Nutzung von fester Biomasse zur Wärmeerzeugung verursacht. Der Hauptanteil davon entfiel auf die Nutzung in Einzelraumfeuerungsanlagen der privaten Haushalte bzw. dem GHD-Sektor (11.968 t netto). Im Wärmesektor weisen u. a. die Nutzung von biogenem Abfall (674 t) und die Nutzung von oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme (116 t) signifikante Mengen an vermiedenen Staubemissionen auf.

Im Verkehrssektor gleichen sich die negativen Staubemissionen aus der Nutzung von Biokraftstoffen und die Einsparungen aus der Nutzung von Strom im Straßenverkehr annähernd aus.

Allerdings muss in allen Sektoren zusätzlich berücksichtigt werden, dass durch die beschriebene Reduzierung der Säurebildner (Stickstoffoxide 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 sekundär gebildetem Feinstaub zusammensetzen.

**Abbildung 16: Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme sowie Verkehrssektor im Jahr 2024 vermiedene und verursachte Staubemissionen nach Energieträgern**

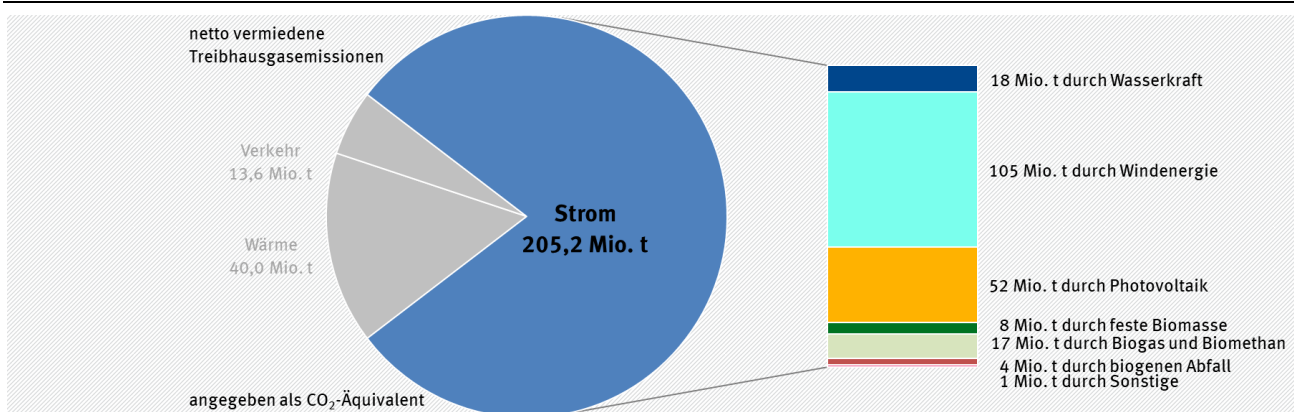


Quelle: Eigene Darstellung des UBA

## 4 Erneuerbare Energien im Stromsektor

Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien im Stromsektor wurden im Jahr 2024 Treibhausgasemissionen in Höhe von insgesamt 205 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Von den drei untersuchten Sektoren (Strom, Wärme und Verkehr) trug die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu ca. 80 Prozent zur Netto-Gesamtemissionsvermeidung an Treibhausgasen bei. Die größten Emissionsvermeidungen wurden durch die Stromerzeugung aus Windenergie (105 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) und aus Photovoltaik (52 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) erreicht, gefolgt von der Stromerzeugung aus den verschiedenen Arten der Biomasse (zusammen ca. 25 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) und Wasserkraft (18 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) (siehe Abbildung 17).

**Abbildung 17: Anteil der EE-Bruttostromerzeugung an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2024\***



\* ohne Berücksichtigung biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

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, 2025a) 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 zu den Erdgas und Steinkohle Vorkettenemissionen (Baumann & Schuller, 2021) ergänzt. Aus Angaben des Statistischen Bundesamts (StBa, 2024) leiten sich wiederum die mittleren Brutto-Nutzungsgrade der konventionellen Stromerzeugung ab.

Um anschließend einen Strombezug der in Tabelle 6 dargestellten primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren herzuleiten, müssen diese mit den in Tabelle 5 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)**

	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Erdgas [%]	Öl [%]
<b>Brutto-Nutzungsgrad</b>	39,7	43,6	56,6	38,3

Quelle: UBA auf Basis von (StBa, 2024)

**Tabelle 6: Primärenergiebezogene<sup>27</sup> Emissionsfaktoren<sup>28</sup> der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern**

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM- VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Braunkohlen										
Vorkette	10,67	10,42	0,007	0,000	0,008	0,004	0,006	0,001	0,007	0,000
Direkte	398,36	394,95	0,002	0,013	0,387	0,192	0,279	0,007	0,114	0,005
Gesamt	409,03	405,37	0,009	0,013	0,395	0,196	0,285	0,008	0,120	0,005
Steinkohle										
Vorkette	42,45	16,74	0,912	0,001	0,191	0,048	0,205	0,010	0,044	0,018
Direkte	340,06	338,82	0,004	0,004	0,272	0,133	0,200	0,005	0,022	0,011
Gesamt	382,51	355,56	0,916	0,005	0,463	0,181	0,405	0,016	0,066	0,028
Erdgas										
Vorkette	35,43	19,35	0,571	0,000	0,061	0,017	0,064	0,003	0,032	0,012
Direkte	212,30	202,77	0,295	0,005	0,095	0,001	0,136	0,001	0,050	0,005
Gesamt	247,73	222,12	0,866	0,005	0,156	0,017	0,200	0,004	0,082	0,017
Heizöl leicht										
Vorkette	43,92	41,45	0,077	0,001	0,180	0,111	0,099	0,017	0,061	0,042
Direkte	268,78	266,47	0,023	0,006	0,505	0,169	0,482	0,011	0,198	0,009
Gesamt	312,70	307,92	0,101	0,007	0,684	0,280	0,581	0,027	0,259	0,051

Quelle: auf Basis von (UBA, 2025a), (Baumann &amp; Schuller, 2021), GEMIS 5.0 (IINAS, 2020)

## 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 versechsfachte sich die photovoltaische Stromproduktion nochmals. Mit einer erzeugten Strommenge von über 75.000 GWh im Jahr 2024 konnten etwa 14 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs gedeckt werden (AGEE-Stat, 2025).

<sup>27</sup> Die Emissionsfaktoren haben einen Primärenergiebezug. Durch die Berücksichtigung der Umwandlungsverluste mittels der mittleren Brutto-Nutzungsgrade lässt sich ein Strombezug herstellen.

<sup>28</sup> Vorkette – Emissionsfaktor der Vorkette inkl. fremdbezogener Hilfsenergie, Direkte – Emissionsfaktoren aus dem direkten Anlagenbetrieb

Der Ausbau der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen war nach einem vorläufigen Rekordzu-  
bau im Jahr 2012 (ca. 8.200 Megawatt) zunächst stark rückläufig. Seit dem Jahr 2015 steigt jedoch die  
jährlich zugebaute PV-Kapazität wieder an. Dieser Aufwärtstrend beschleunigte sich besonders deut-  
lich ab dem Jahr 2020 (Reuther, Fluri, Nolte, & Kost, 2025). So wurden im Jahr 2024 über 18.000 MW  
zugebaut, sodass am Ende des Jahres 2024 in Deutschland Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleis-  
tung von über 100.000 MW installiert waren (AGEE-Stat, 2025).

Es gibt eine Vielzahl von Materialien und Konzepten für Solarzellen mit unterschiedlichen Formen,  
Farben und Leistungsdaten. Meist unterscheidet man zwischen kristallinen Siliziumzellen (monokris-  
tallin, polykristallin) und Dünnschichtzellen (unter anderem amorphes Silizium, Cadmium-Tellurid,  
Kupfer-Indium-(Gallium-)Diselenid). Perspektivisch kommen organische Solarzellen hinzu, die ein ak-  
tuelles Forschungsthema sind. Kristalline Siliziumzellen (c-Si) sind mit Abstand am weitesten verbrei-  
tet, haben einen Marktanteil von zusammen mehr als 98 Prozent (ISE, 2021) und können damit als re-  
präsentativ für die folgenden Berechnungen angenommen werden. Die Entwicklung der letzten Jahre  
hat darüber gezeigt, dass es zu kontinuierlichen Effizienzsteigerungen bei Photovoltaikmodulen  
kommt und so für gleiche Stromerträge immer kleinere Modulflächen und damit Materialeinsätze not-  
wendig 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 Daten-  
stand entspricht der BMW-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internatio-  
nale Entwicklung“ (BMW, 2025) die jährlich im vierten Quartal publiziert wird<sup>29</sup>.

Tabelle 7:      Stromerzeugung aus Photovoltaik

	2024 [GWh]
Photovoltaik	75.379

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

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., 2023)). 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 für den Substitutionsfaktor der PV ist das stark fluktuierende Erzeugungsprofil mit aus-  
geprägten tageszeitlichen und saisonalen Unterschieden. Es lässt sich feststellen, dass der substitu-  
ierte Erdgasanteil höher als bei dargebotsunabhängigen erneuerbaren Energieträgern ist. PV ersetzt  
deshalb hauptsächlich Steinkohle (zu 55 Prozent) und Erdgas (zu 33 Prozent). Aufgrund der Stellung  
in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen entsprechend davon aus-  
gegangen, dass durch PV-Anlagen nur ein geringer Anteil von Strom aus Braunkohle (12 Prozent) und  
bis zur Außerbetriebnahme der letzten Atomkraftwerke im Jahr 2023 nahezu kein Strom aus Kern-  
energie verdrängt wurde (vgl. Tabelle 8). Darüber hinaus wird von dem Modell die geänderte Strom-

<sup>29</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dos-  
sier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dos-<br/>sier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen)

nachfrage 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**

	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
	[%]	[%]	[%]	[%]
<b>Photovoltaik</b>	12,2	55,0	32,9	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

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 (Geiger, Hardi, Brückl, Roth, & Tzscheuschler, 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), und 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 2024 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 wurde 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 einem ersten Schritt wurde anhand der Angaben zum Produktionsmix nach Fraunhofer ISE (ISE, 2021) ein 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/m<sup>2</sup>a ergab sich

aus Angaben der AGEE-Stat (AGEE-Stat, 2025). 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 <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM- VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Photovoltaik										
Vorkette	56,07	51,86	0,135	0,002	0,113	0,060	0,077	0,032	1,221	0,005
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	0,43	0,40	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	56,49	52,26	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 2024 durch die Stromerzeugung aus Photovoltaik mit einem spezifischen Vermeidungsfaktor von ca. 685 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>el</sub> fast 52 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Treibhausgase vermieden.

Das Ergebnis für die versauernd wirkenden Luftschadstoffe fällt mit rund 51.000 t vermiedenen SO<sub>2</sub>-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]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>55.873.311</b>	<b>4.258.312</b>	<b>51.614.999</b>	<b>684,74</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	52.175.276	3.939.055	48.236.221	639,92
<b>CH<sub>4</sub></b>	122.752	10.223	112.528	1,49
<b>N<sub>2</sub>O</b>	985	125	860	0,01
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>59.217</b>	<b>8.588</b>	<b>50.629</b>	<b>0,67</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	22.243	4.538	17.704	0,23
<b>NO<sub>x</sub></b>	53.124	5.819	47.305	0,63
<b>Staub</b>	1.808	2.406	-598	-0,01
<b>CO</b>	12.482	92.035	-79.553	-1,06

	brutto vermiedene Emissionen  [t]	verursachte Emissionen  [t]	netto vermiedene Emissionen  [t]	Netto- Vermeidungs- faktor  [g/kWh]
NMVOC	3.496	404	3.092	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 2024 Windkraftanlagen an Land (onshore) mit einer elektrischen Gesamtleistung von 63.530 Megawatt in Betrieb (AGEE-Stat, 2025), dies entspricht etwa 28.800 Anlagen (Deutsche Wind Guard, 2025). 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 Anlagenanzahl und elektrische Gesamtleistung als auch bezüglich technologischer Weiterentwicklungen (Neddermann & Neumann, 2025). Mit der deutlichen Anlagenvergrößerung und parallelen, weitreichenden Anlagenoptimierungen haben sich die Ausnutzungsdauer/Effizienz und auch die Emissionsbilanz der Windenergieanlagen/-nutzung spürbar verbessert. Allerdings kam es seit dem Jahr 2018 zu einem deutlichen Rückgang bei neu installierten Windenergieanlagen an Land. Zwar erholen sich die Zubauraten wieder. Jedoch beträgt der Zubau im Jahr 2024 mit etwas mehr als 2.565 MW nur knapp 55 Prozent des Zubaus aus dem Rekordjahr 2014.

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 BMW-E-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWE, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>30</sup> Die Stromerzeugung aus Windenergie an Land 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 Prozent der Netzeinspeisung wird für die Bilanzierung der vermiedenen Emissionen nicht berücksichtigt.

Tabelle 11: Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore)

	2024 [GWh]
Windenergie an Land	112.846

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

<sup>30</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

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., 2023)). 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 bis zur Außerbetriebnahme der letzten Atomkraftwerke im Jahr 2023 nur ein vernachlässigbarer Anteil an Strom aus in Kernenergieanlagen verdrängt wurde (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 Windenergie 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 (Geiger, Hardi, Brückl, Roth, & Tzscheuschler, 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)

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

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

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, 2025) 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, 2025) 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 8). 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 <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM- VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Windkraft - onshore Windturbine										
Vorkette	16,74	15,93	0,029	0,000	0,068	0,035	0,036	0,012	0,056	0,007
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	0,84	0,78	0,002	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000
Gesamt	17,58	16,71	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. 85 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 758 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>el</sub>. 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 [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>87.199.871</b>	<b>2.023.404</b>	<b>85.176.467</b>	<b>754,80</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	81.667.127	1.922.967	79.744.160	706,66
<b>CH<sub>4</sub></b>	183.335	3.529	179.806	1,59
<b>N<sub>2</sub>O</b>	1.507	6	1.501	0,01
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>95.532</b>	<b>7.949</b>	<b>87.583</b>	<b>0,78</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	37.028	4.079	32.949	0,29
<b>NO<sub>x</sub></b>	84.058	4.247	79.810	0,71
<b>Staub</b>	2.949	1.386	1.563	0,01
<b>CO</b>	18.675	6.543	12.132	0,11
<b>NM VOC</b>	5.436	812	4.624	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 2024 einen Neuzubau in Höhe von 742 MW. Insgesamt erhöhte sich damit die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See auf 9.215 MW zum Ende des Jahres 2024 (AGEE-Stat, 2025).

#### 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 BMW-E-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWE, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>31</sup>

Die Stromerzeugung aus Windenergie 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 Prozent der Netzeinspeisung wird für die Bilanzierung der vermiedenen Emissionen nicht berücksichtigt.

**Tabelle 15: Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore)**

	2024 [GWh]
<b>Windenergie auf See</b>	26.068

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

<sup>31</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

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., 2023)). 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 (1 Prozent) und bis zur Außerbetriebnahme der letzten Atomkraftwerke im Jahr 2023 nahezu kein Strom aus Kernenergie verdrängt wurde (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 (Geiger, Hardi, Brückl, Roth, & Tzscheuschler, 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).

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)

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

Quelle: auf Basis von (Kunze, et al., 2023)

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 auf See 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, 2019) und der AGEE-Stat (AGEE-Stat, 2025) 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, 2025) zur Bruttostromerzeugung und installierter Leistung wurde 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 8). 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 <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM- VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Windkraft - offshore Windturbine										
Vorkette	9,19	8,65	0,019	0,000	0,054	0,025	0,029	0,007	0,044	0,004
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	0,42	0,39	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	9,61	9,04	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. 20,0 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Der spezifische Vermeidungsfaktor liegt bei ca. 768 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>el</sub>. 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 [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>20.278.590</b>	<b>254.181</b>	<b>20.024.409</b>	<b>768,16</b>
CO <sub>2</sub>	18.973.695	239.300	18.734.395	718,67
CH <sub>4</sub>	43.354	525	42.829	1,64
N <sub>2</sub> O	343	1	343	0,01
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>22.356</b>	<b>1.443</b>	<b>20.913</b>	<b>0,80</b>
SO <sub>2</sub>	8.647	667	7.980	0,31
NO <sub>x</sub>	19.698	779	18.918	0,73
<b>Staub</b>	<b>696</b>	<b>186</b>	<b>510</b>	<b>0,02</b>
CO	4.286	1.175	3.111	0,12
NM VOC	1.286	107	1.180	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 mehr als 50 Megawatt (Bünis & Keuneke, 2025). 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 1.518 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 BMW-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMW, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>32</sup>

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.

<sup>32</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

**Tabelle 19: Stromerzeugung aus Wasserkraft**

	2024 [GWh]
<b>Wasserkraft</b>	<b>22.477</b>
Laufwasser	21.055
Speicherwasser, Pumpspeicherwasser - mit natürlichem Zufluss	1.422

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

#### 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., 2023)). 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 Prozent), Erdgas- (zu 26 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 Wasserkraft nur ein vernachlässigbarer Anteil von Strom bis zur Außerbetriebnahme der letzten Atomkraftwerke aus Kernenergie im Jahr 2023 verdrängt wurde (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**

	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
<b>Wasserkraft</b>	12,4	61,6	26,0	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

#### 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 Prozent angesetzt.

**Tabelle 21: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft**

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM- VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Laufwasser										
Vorkette	2,66	2,53	0,004	0,000	0,007	0,002	0,007	0,002	0,014	0,000
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	2,66	2,53	0,004	0,000	0,007	0,002	0,007	0,002	0,014	0,000
Speicherwasser, Pumpspeicherwasser - mit natürlichem Zufluss										
Vorkette	14,93	6,54	0,297	0,000	0,028	0,014	0,020	0,033	0,020	0,005
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	8,54	7,92	0,017	0,001	0,011	0,004	0,009	0,000	0,009	0,001
Gesamt	23,46	14,46	0,314	0,001	0,039	0,018	0,029	0,033	0,029	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. 18,1Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. leistet Wasserkraft einen nennenswerten Beitrag zum Klimaschutz. Der spezifische Vermeidungsfaktor liegt aufgrund der Grundlastfähigkeit dieser Technologie mit ca. 805 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>el</sub> vergleichsweise hoch.

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]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>18.190.444</b>	<b>89.347</b>	<b>18.101.097</b>	<b>805,32</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	17.023.362	73.851	16.949.511	754,08
<b>CH<sub>4</sub></b>	38.785	531	38.254	1,70
<b>N<sub>2</sub>O</b>	306	2	304	0,01
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>20.153</b>	<b>195</b>	<b>19.958</b>	<b>0,89</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	7.821	58	7.763	0,35
<b>NO<sub>x</sub></b>	17.718	196	17.521	0,78
<b>Staub</b>	629	81	548	0,02
<b>CO</b>	3.811	340	3.472	0,15
<b>NMVOC</b>	1.156	12	1.144	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 (Klaus, Vollmer, Werner, Lehmann, & Müschen, 2010) entwickelt sich die geothermische Stromerzeugung in Deutschland aufgrund oft fehlender Wirtschaftlichkeit und vergleichsweise hohen Standortrisiken und Erschließungskosten nur langsam. Am Ende des Jahres 2024 gab es in Deutschland 11 Standorte mit Geothermiekraftwerken zur Stromerzeugung (Agemar, Weber, & Schulze, GeotIS: Geothermische Standorte - Deep Geothermal Energy Production in Germany, 2024). Insgesamt haben diese Kraftwerke eine installierte elektrische Leistung von etwa 50 MW (AGEE-Stat, 2025). Seit dem Jahr 2020 stagnieren installierte Leistung und daraus resultierende Stromerzeugung auf etwa gleichbleibendem Niveau (Schröder, 2025).

### 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 BMW-E-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMW, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird.<sup>33</sup>

**Tabelle 23: Stromerzeugung aus Tiefengeothermie**

	2024 [GWh]
Tiefengeothermie	215

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

### 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., 2023)). 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 bis zum Abschalten der letzten Atomkraftwerke im Jahr 2023 auch kein Strom aus Kernenergie verdrängt wurde (vgl. Tabelle 24). Darüber hinaus wird von dem Modell die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb und die mit dem Pumpbetrieb verbundenen Speicherverluste berücksichtigt.

<sup>33</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

**Tabelle 24: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie**

	<b>Braunkohle</b> [%]	<b>Steinkohle</b> [%]	<b>Gas</b> [%]	<b>Öl</b> [%]
<b>Tiefengeothermie</b>	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

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.

#### 4.5.3 Emissionsfaktoren

Aktuelle Emissionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung wurden zuletzt durch das (Öko-Institut, 2012) auf Basis einer umfassenden Sachbilanz des Internationalen Geothermiezentrums 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<sub>el</sub> im Oberrheingraben bzw. ca. 2,3 MW<sub>el</sub> 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		Oberreingraben	Süddeutsches Molassebecken
mittlere Außentemperatur	[°C]	10,2	6,8
Vor- und Rücklauftemperatur 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, 2025a). 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 <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Tiefengeothermie										
Vorkette	7,06	6,69	0,012	0,000	0,015	0,004	0,015	0,005	0,053	0,001
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fremd. Hilfsenergie	136,61	126,72	0,271	0,009	0,173	0,071	0,147	0,007	0,138	0,009
Gesamt	143,67	133,42	0,283	0,009	0,188	0,075	0,162	0,012	0,192	0,010

Quelle: UBA auf Basis von 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 Treibhausgaseffekt wurden durch die geothermische Stromerzeugung Treibhausgasemissionen in Höhe von 144.037 t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 670 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>el</sub> 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**

	<b>brutto vermiedene Emissionen</b>	<b>verursachte Emissionen</b>	<b>netto vermiedene Emissionen</b>	<b>Netto- Vermeidungs- faktor</b>
	<b>[t]</b>	<b>[t]</b>	<b>[t]</b>	<b>[g/kWh]</b>
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>174.926</b>	<b>30.889</b>	<b>144.037</b>	<b>669,94</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	163.629	28.685	134.944	627,65
<b>CH<sub>4</sub></b>	376	61	315	1,47
<b>N<sub>2</sub>O</b>	3	2	1	0,00
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>195</b>	<b>40</b>	<b>155</b>	<b>0,72</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	76	16	60	0,28
<b>NO<sub>x</sub></b>	171	35	137	0,64
<b>Staub</b>	6	3	4	0,02
<b>CO</b>	36	41	-5	-0,02
<b>NM VOC</b>	11	2	9	0,04

Quelle: Eigene Berechnung

## 4.6 Feste Biomasse

Die Stromerzeugung aus fester Biomasse hat seit Inkrafttreten des Erneuerbare-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.

Die Stromerzeugung aus fester Biomasse kann nach verschiedenen Parametern klassifiziert werden (Daniel-Gromke, et al., 2025), 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, Sägeresth Holz, 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 BMW-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung (BMW, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>34</sup>

<sup>34</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

**Tabelle 28: Stromerzeugung aus fester Biomasse**

	2024 [GWh]
<b>feste Biomasse</b>	10.147

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

#### 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., 2023)). 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.

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 5.000 auf (Daniel-Gromke, et al., 2025). Entsprechend kann von einer im Jahresverlauf überwiegend 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**

	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
<b>feste Biomasse</b>	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

#### 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 (vgl. Kapitel 2.1.2) auf Strom und Wärme aufgeteilt.

Die Emissionsfaktoren sind für den direkten Anlagenbetrieb der aktuellen Berichterstattungsrunde des Nationalen Emissionsinventars (UBA, 2025a) 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	Immissions-schutz	el. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrom-bedarf <sup>35</sup> [%]	Erzeugungsmix <sup>36</sup> [%]
Altholz	DT-Kondensationsmaschine	17. BImSchV	25	2,5	31,5
Altholz	DT-Entnahme-kondensationsmaschine	17. BImSchV	44	2,5	13,8
Industrierestholz	DT-Entnahme-kondensationsmaschine	TA-Luft	40	10	3,8
Industrierestholz	DT-Entnahme-kondensationsmaschine	13. BImSchV	40	2,5	1,2
Industrierestholz	Organic Rankine Cycle	TA-Luft	40	20	0,9
Klärschlamm	DT-Entnahme-kondensationsmaschine	17. BImSchV	36	2,5	4,8
Pellets (Holz)	VM- Entnahme-kondensationsmaschine	TA-Luft	43	5,0	1,0
Schwarzlauge	DT-Entnahme-kondensationsmaschine	13. BImSchV	51	2,5	16,6
Waldholz	DT-Entnahme-kondensationsmaschine	TA-Luft	40	10	17,1
Waldholz	DT-Entnahme-kondensationsmaschine	13. BImSchV	40	2,5	5,3

<sup>35</sup> eigene Annahmen auf Basis von BioEm (IFEU, 2016)

<sup>36</sup> eigene Berechnung auf Basis von (StBa, 2024b)

Brennstoff	Technik	Immissions- schutz	el. NG (nach Allokation bei KWK gem. Fin- nischer Me- thode)	Eigenstrom- bedarf <sup>35</sup>	Erzeugungs- mix <sup>36</sup>
Waldholz	Organic Rankine Cycle	TA-Luft	40	20	4,0

Quelle: UBA auf Basis von (UBA, et al., 2012), (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016), (StBa, 2024)

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)“ (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016). Sie werden ergänzt mit den Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie, welche sich aus dem Eigenstrombedarf bezogen auf Bruttostromerzeugung des jeweiligen Nutzungspfads ableiten. In Hinblick auf die Brennstoffe ist per Definition festgelegt, dass die Vorkettenemissionen von Schwarzlauge 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) gemäß der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) angenommen, dass die energetische Nutzung von forstwirtschaftlicher Biomasse als CO<sub>2</sub>-neutral gilt. Die methodische Einordnung hierzu erfolgt im Kapitel 2.3.3.

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

Feste Biomasse	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM- VOC
		[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]	
Altholz - Dampfturbine-Kondensationsmaschine - 17. BImSchV										
Vorkette	11,53	10,94	0,018	<0,001	0,066	0,006	0,086	0,001	0,016	0,005
Direkte	3,97	0*	0,040	0,011	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	2,71	2,52	0,005	<0,001	0,003	0,001	0,003	<0,001	0,003	<0,001
Gesamt	18,22	13,46	0,063	0,011	0,356	0,058	0,427	0,005	0,086	0,008
Altholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 17. BImSchV										
Vorkette	11,53	10,94	0,018	<0,001	0,066	0,006	0,086	0,001	0,016	0,005
Direkte	3,97	0*	0,040	0,011	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	4,65	4,31	0,009	<0,001	0,006	0,002	0,005	<0,001	0,005	<0,001
Gesamt	20,15	15,26	0,067	0,011	0,358	0,059	0,429	0,005	0,088	0,008
Industrie-Restholz -Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft										
Vorkette	10,49	10,01	0,014	<0,001	0,060	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	3,97	0*	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	16,99	15,76	0,034	0,001	0,022	0,009	0,018	0,001	0,017	0,001
Gesamt	31,44	25,77	0,088	0,012	0,247	0,039	0,298	0,031	0,172	0,135
Industrie-Restholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV										

Feste Biomasse	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Vorkette</b>	<b>10,49</b>	10,01	0,014	<0,001	<b>0,060</b>	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	<b>3,97</b>	0*	0,040	0,011	<b>0,166</b>	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	<b>4,25</b>	3,94	0,008	<0,001	<b>0,005</b>	0,002	0,005	<0,001	0,004	<0,001
<b>Gesamt</b>	<b>18,70</b>	<b>13,95</b>	<b>0,062</b>	<b>0,011</b>	<b>0,231</b>	<b>0,033</b>	<b>0,284</b>	<b>0,030</b>	<b>0,159</b>	<b>0,135</b>
<b>Industrie-Restholz, Altholz (A 1-2) u.a. Organic Rankine Cycle - TA-Luft</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>10,49</b>	10,01	0,014	<0,001	<b>0,060</b>	0,005	0,078	0,001	0,014	0,005
Direkte	<b>3,97</b>	0*	0,040	0,011	<b>0,166</b>	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	<b>33,97</b>	31,51	0,067	0,002	<b>0,043</b>	0,018	0,036	0,002	0,034	0,002
<b>Gesamt</b>	<b>48,43</b>	<b>41,52</b>	<b>0,121</b>	<b>0,013</b>	<b>0,268</b>	<b>0,048</b>	<b>0,316</b>	<b>0,031</b>	<b>0,189</b>	<b>0,137</b>
<b>Klärschlamm - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>0</b>	0	0	0	<b>0</b>	0	0	0	0	0
Direkte	<b>4,17</b>	0*	0,003	0,015	<b>0,866</b>	0,691	0,251	0,072	0,151	0,011
fremd. Hilfsenergie	<b>3,88</b>	3,60	0,008	<0,001	<b>0,005</b>	0,002	0,004	<0,001	0,004	<0,001
<b>Gesamt</b>	<b>8,06</b>	<b>3,60</b>	<b>0,010</b>	<b>0,016</b>	<b>0,871</b>	<b>0,693</b>	<b>0,255</b>	<b>0,072</b>	<b>0,154</b>	<b>0,011</b>
<b>Pellets - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>10,23</b>	9,58	0,014	0,001	<b>0,104</b>	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	<b>32,95</b>	0*	1,124	0,006	<b>1,048</b>	0,281	1,102	0,020	1,102	0,055
fremd. Hilfsenergie	<b>9,28</b>	8,61	0,018	0,001	<b>0,012</b>	0,005	0,010	0,001	0,009	0,001
<b>Gesamt</b>	<b>52,46</b>	<b>18,19</b>	<b>1,157</b>	<b>0,007</b>	<b>1,163</b>	<b>0,313</b>	<b>1,222</b>	<b>0,026</b>	<b>1,173</b>	<b>0,067</b>
<b>Schwarzlauge - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>0</b>	0	0	0	<b>0</b>	0	0	0	0	0
Direkte	<b>1,11</b>	0*	0,009	0,003	<b>0,287</b>	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	<b>5,39</b>	5,00	0,011	<0,001	<b>0,007</b>	0,003	0,006	<0,001	0,005	<0,001
<b>Gesamt</b>	<b>6,50</b>	<b>5,00</b>	<b>0,020</b>	<b>0,004</b>	<b>0,293</b>	<b>0,054</b>	<b>0,344</b>	<b>0,004</b>	<b>0,073</b>	<b>0,003</b>
<b>Waldholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>15,74</b>	14,90	0,025	0,001	<b>0,091</b>	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	<b>3,97</b>	0*	0,040	0,011	<b>0,166</b>	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	<b>16,86</b>	15,64	0,033	0,001	<b>0,021</b>	0,009	0,018	0,001	0,017	0,001
<b>Gesamt</b>	<b>36,58</b>	<b>30,55</b>	<b>0,098</b>	<b>0,012</b>	<b>0,278</b>	<b>0,042</b>	<b>0,340</b>	<b>0,032</b>	<b>0,183</b>	<b>0,139</b>
<b>Waldholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>15,74</b>	14,90	0,025	0,001	<b>0,091</b>	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
Direkte	<b>3,97</b>	0*	0,040	0,011	<b>0,166</b>	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	<b>4,22</b>	3,91	0,008	<0,001	<b>0,005</b>	0,002	0,005	<0,001	0,004	<0,001
<b>Gesamt</b>	<b>23,93</b>	<b>18,81</b>	<b>0,073</b>	<b>0,012</b>	<b>0,262</b>	<b>0,035</b>	<b>0,326</b>	<b>0,031</b>	<b>0,170</b>	<b>0,138</b>
<b>Waldholz - Organic Rankine Cycle - TA-Luft</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>15,74</b>	14,90	0,025	0,001	<b>0,091</b>	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009

Feste Biomasse	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Direkte	3,97	0*	0,040	0,011	0,166	0,025	0,202	0,029	0,140	0,130
fremd. Hilfsenergie	33,72	31,28	0,067	0,002	0,043	0,018	0,036	0,002	0,034	0,002
<b>Gesamt</b>	<b>53,44</b>	<b>46,19</b>	<b>0,132</b>	<b>0,013</b>	<b>0,300</b>	<b>0,051</b>	<b>0,358</b>	<b>0,033</b>	<b>0,200</b>	<b>0,140</b>

Quelle: ZSE (UBA, 2025a), BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016)

\*Grundlage und Rahmen der Berechnung der vermiedenen Emissionen bildet die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) an der sich auch die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen (z.B. §5 BioSt-NachV) ausrichten (vgl. hierzu Kapitel 2.3.3). Somit wird der direkte Verbrennungsprozess von fester Biomasse im Rahmen der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger als CO<sub>2</sub>-neutral angenommen. Dies weicht von der Darstellung der energetischen Nutzung von fester Biomasse im CO<sub>2</sub>-Rechner des Umweltbundesamtes ab. Dort werden die biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bei der Verbrennung von fester Biomasse entstehen, mit dem Emissionsfaktor von 365 g CO<sub>2</sub>/kWh bilanziert.

#### 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. 7,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Damit beträgt der spezifische Vermeidungsfaktor 751 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>el</sub> bezogen auf die Netzeinspeisung. Die im Vergleich zu anderen erneuerbaren Stromerzeugungsoptionen hohe spezifische Vermeidung ist im Wesentlichen auf den geringen energetischen Aufwand zur Brennstoffbereitstellung, auf die als emissionsneutral definierte Holznutzung sowie geringe Treibhausgasemissionen beim direkten Anlagenbetrieb zurückzuführen.

**Tabelle 32: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus fester Biomasse\***

	brutto vermiedene Emissionen	verursachte Emissionen	netto vermiedene Emissionen	Netto-Vermeidungsfaktor
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
CO <sub>2</sub> -Äq.	8.255.535	634.463	7.621.072	751,07
CO <sub>2</sub>	7.722.416	490.128	7.232.288	712,75
CH <sub>4</sub>	17.746	2.166	15.580	1,54
N <sub>2</sub> O	137	316	-179	-0,02
SO <sub>2</sub> -Äq.	9.207	10.317	-1.110	-0,11
SO <sub>2</sub>	3.576	2.458	1.118	0,11
NO <sub>x</sub>	8.091	11.291	-3.200	-0,32
Staub	289	466	-177	-0,02
CO	1.708	3.601	-1.893	-0,19
NM VOC	531	1.313	-782	-0,08

\* ohne Berücksichtigung biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

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 SO<sub>2</sub> in der Regel leicht positiv ist, liegen Staub-, NO<sub>x</sub>-, 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, die durch anaerobe Fermentation von biogenen Abfällen und Energiepflanzen gewonnen werden, 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 Vergütungsabsenkungen 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 (Daniel-Gromke, et al., 2025).

Ende des Jahres 2023 waren nach Einschätzungen des DBFZ etwa 8.450 Biogasproduktionsanlagen zur Vor-Ort-Verstromung in Betrieb (Daniel-Gromke, et al., 2025). Die Vor-Ort-Verstromung erfolgte durch Energieanlagen (i. W. BHKW) mit einer installierten elektrischen Leistung von etwa 6.612 Megawatt zum Jahresende 2024 (AGEE-Stat, 2025). Dabei ist zu beachten, dass der Zubau von installierter Leistung in den letzten Jahren weit überwiegend mit dem Ziel der Flexibilisierung der Stromerzeugung erfolgte.

Neben den Biogasproduktionsanlagen zur Vor-Ort-Verstromung wurden Ende 2023 weitere ca. 240 Anlagen zur Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität (Biomethan) und anschließender Einspeisung ins Erdgasnetz betrieben (Völler & Reinholz, 2025). 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 nach dena zum Jahresende 2023 ca. 1.100 Biomethan-BHKW in Betrieb (Völler & Reinholz, 2025). Ende 2024 betrug die el. Gesamtleistung der Biomethan-BHKW ungefähr 690 MW (AGEE-Stat, 2025).

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 der Nutzung von Biogas und Biomethan im Stromsektor 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 33 angegebene Datenstand entspricht der BMWF-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWF, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>37</sup>

---

<sup>37</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

Methodische Details zur Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan können (Daniel-Gromke, et al., 2025; Völler & Reinholz, 2025) entnommen werden.

**Tabelle 33: Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan**

	2024 [GWh]
<b>Biogas</b>	28.641
<b>Biomethan</b>	2.796

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

#### 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., 2023)). 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).

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 bis zur Außerbetriebnahme der letzten Atomkraftwerke im Jahr 2023 nahezu kein Strom aus Kernenergie verdrängt wurde (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**

	Braunkohle [%]	Steinkohle [%]	Gas [%]	Öl [%]
<b>Biogas &amp; Biomethan</b>	11,8	69,5	18,7	0,0

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

#### 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 Emissionen in die Luft sind von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängig, welche in den folgenden Abschnitten kurz andiskutiert werden. Die wichtigsten sind:

- ▶ Substrat (NawaRo vs. Abfälle und Reststoffe),
- ▶ 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, Luftreinhaltetechniken 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- und Pflanzenschutzmitteln führen insbesondere Lachgasemissionen infolge stickstoffhaltiger Dünger 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. 74 Prozent des energiebezogenen Substratmixes aus, auf landwirtschaftliche Exkrementen wie Gülle entfallen 16 Prozent, sowie auf Bioabfall und auf industrielle und landwirtschaftliche Reststoffe ca. 10 Prozent des energiebezogenen Substrateinsatzes (DBFZ, 2024). Bei Biomethan besteht die Besonderheit, dass ein großer Teil des Biomethans aus dem Gärsubstrat Gülle im Verkehrssektor eingesetzt wird.

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 (vgl. Kapitel 2.1.2) auf Strom und Wärme aufgeteilt.

Als weitere potenzielle Quellen für anlagenbezogene diffuse Methan- und sonstige Emissionen 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	Immissionschutz	el. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode)	Eigenstrombedarf <sup>38</sup>	Erzeugungsmix <sup>39</sup>
				[%]	[%]	[%]
<b>Biogas</b>	Abfall, Reststoff	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	51	8,5	10
	Energiepflanzen	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	51	8,5	48
	Energiepflanzen	Verbrennungsmotor BHKW	nach Baurecht genehmigt	51	8,5	25
	Gülle	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	51	8,5	11
	Gülle	Verbrennungsmotor BHKW	nach Baurecht genehmigt	51	8,5	6
<b>Biomethan</b>	Abfall, Reststoff			57	15,5	9
	Energiepflanzen			57	15,5	86
	Gülle			57	15,5	5

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (DBFZ, 2024) und BioEm (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016)

**Tabelle 36: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas/Biomethan**

Biogas und Biomethan	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Biogas (Energiepflanzen) Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	98,78	22,31	1,571	0,123	0,113	0,019	0,135	0,007	0,039	0,013
Direkte	51,04	0,00	1,770	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	18,32	16,99	0,036	0,001	0,023	0,010	0,020	0,001	0,019	0,001
Gesamt	168,14	39,30	3,378	0,129	0,834	0,310	0,752	0,029	0,536	0,048
Biogas (Energiepflanzen) Verbrennungsmotor BHKW - nach Baurecht genehmigt										
Vorkette	126,14	22,78	2,205	0,157	0,116	0,020	0,138	0,008	0,040	0,014
Direkte	51,04	0,00	1,770	0,006	1,048	0,281	1,102	0,020	1,102	0,055
fremd. Hilfsenergie	18,32	16,99	0,036	0,001	0,023	0,010	0,020	0,001	0,019	0,001

<sup>38</sup> abgeleitet aus BioEm (vgl. Kapitel 2.2.3)

<sup>39</sup> eigene Berechnung auf Basis von (Dotzauer, et al., 2022)

Biogas und Biomethan	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Gesamt</b>	<b>195,49</b>	<b>39,77</b>	<b>4,011</b>	<b>0,164</b>	<b>1,187</b>	<b>0,310</b>	<b>1,259</b>	<b>0,029</b>	<b>1,160</b>	<b>0,070</b>
<b>Biogas (Gülle) Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft</b>										
Vorkette	66,56	2,64	2,282	0,000	0,016	0,001	0,021	0,000	0,004	0,001
Direkte	51,04	0,00	1,770	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	18,32	16,99	0,036	0,001	0,023	0,010	0,020	0,001	0,019	0,001
Güllebonus nach RED II	-162,00									
<b>Gesamt</b>	<b>-26,08</b>	<b>19,63</b>	<b>4,089</b>	<b>0,007</b>	<b>0,736</b>	<b>0,292</b>	<b>0,638</b>	<b>0,021</b>	<b>0,501</b>	<b>0,035</b>
<b>Biogas (Gülle) Verbrennungsmotor BHKW - nach Baurecht genehmigt</b>										
Vorkette	145,61	2,91	2,632	0,260	0,017	0,002	0,023	0,000	0,004	0,001
Direkte	51,04	0,00	1,770	0,006	1,048	0,281	1,102	0,020	1,102	0,055
fremd. Hilfsenergie	18,32	16,99	0,036	0,001	0,023	0,010	0,020	0,001	0,019	0,001
Güllebonus nach RED II	-162,00									
<b>Gesamt</b>	<b>52,97</b>	<b>19,90</b>	<b>4,439</b>	<b>0,267</b>	<b>1,088</b>	<b>0,292</b>	<b>1,144</b>	<b>0,021</b>	<b>1,124</b>	<b>0,058</b>
<b>Biogas (Abfall, Reststoff) Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft</b>										
Vorkette	44,60	1,63	1,534	0,000	0,010	0,001	0,013	0,000	0,002	0,002
Direkte	51,04	0,00	1,770	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	18,16	16,85	0,036	0,001	0,023	0,009	0,019	0,001	0,018	0,001
<b>Gesamt</b>	<b>113,80</b>	<b>18,47</b>	<b>3,341</b>	<b>0,007</b>	<b>0,730</b>	<b>0,291</b>	<b>0,630</b>	<b>0,021</b>	<b>0,499</b>	<b>0,036</b>
<b>Biomethan (Energiepflanzen)</b>										
Vorkette	102,35	23,08	1,629	0,127	0,134	0,020	0,163	0,008	0,052	0,015
Direkte	28,29	0,00	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
fremd. Hilfsenergie	39,66	36,79	0,079	0,003	0,050	0,021	0,043	0,002	0,040	0,003
<b>Gesamt</b>	<b>170,31</b>	<b>59,86</b>	<b>2,685</b>	<b>0,133</b>	<b>0,329</b>	<b>0,041</b>	<b>0,413</b>	<b>0,011</b>	<b>0,222</b>	<b>0,030</b>
<b>Biomethan (Gülle)</b>										
Vorkette	69,56	2,74	2,366	0,002	0,032	0,002	0,044	0,000	0,015	0,002
Direkte	28,29	0,00	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
fremd. Hilfsenergie	39,66	36,79	0,079	0,003	0,050	0,021	0,043	0,002	0,040	0,003
Güllebonus nach RED II	-162,00									
<b>Gesamt</b>	<b>-24,49</b>	<b>39,52</b>	<b>3,423</b>	<b>0,008</b>	<b>0,228</b>	<b>0,023</b>	<b>0,295</b>	<b>0,003</b>	<b>0,186</b>	<b>0,017</b>
<b>Biomethan (Abfall, Reststoff)</b>										
Vorkette	46,63	1,67	1,601	0,000	0,027	0,001	0,038	0,000	0,015	0,002
Direkte	28,29	0,00	0,978	0,003	0,145	0,001	0,208	0,001	0,130	0,013
fremd. Hilfsenergie	39,66	36,79	0,079	0,003	0,050	0,021	0,043	0,002	0,040	0,003
<b>Gesamt</b>	<b>114,59</b>	<b>38,46</b>	<b>2,658</b>	<b>0,006</b>	<b>0,223</b>	<b>0,022</b>	<b>0,288</b>	<b>0,003</b>	<b>0,185</b>	<b>0,017</b>

Quelle: ZSE (UBA, 2025a), BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, &amp; Vogt, 2016)

Die im Nationalen Emissionsinventar (UBA, 2025a) verwendeten brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb wurden im Rahmen eines Messprojekts für Biogasanlagen abgeleitet (Liebetrau, et al., 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, 2025a).

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, dass sie den im Treibhausgasinventar (UBA, 2025a) verwendeten Schätzwerten nach (Rösemann, et al., 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).

Wird für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan das Gärsubstrat Gülle oder Mist verwendet, wird auf Grundlage der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) (in der Tabelle als RED II abgekürzt) ein Bonus in Höhe von 162 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh angerechnet.

#### 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 2.3.2).

Unter diesen Bedingungen resultiert derzeit eine Treibhausgasvermeidung in Höhe von ca. 15,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. und ein spezifischer Vermeidungsfaktor von 532 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>el</sub> durch die Stromerzeugung aus Biogas. Im Falle von Biomethan liegen die netto vermiedenen Emissionen bei ca. 1,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. und der spezifischer Vermeidungsfaktor bei ca. 555 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>el</sub>. 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.

**Tabelle 37: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biogas**

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO <sub>2</sub> -Äq.	23.302.135	8.070.052	15.232.084	531,83
CO <sub>2</sub>	21.797.351	1.938.531	19.858.820	693,37
CH <sub>4</sub>	50.091	208.469	-158.378	-5,53
N <sub>2</sub> O	386	6.835	-6.449	-0,23

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>25.989</b>	<b>52.026</b>	<b>-26.037</b>	<b>-0,91</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	10.094	17.338	-7.245	-0,25
<b>NO<sub>x</sub></b>	22.838	49.837	-27.000	-0,94
<b>Staub</b>	815	1.519	-703	-0,02
<b>CO</b>	4.821	40.832	-36.010	-1,26
<b>NMVOC</b>	1.498	2.914	-1.415	-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]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>2.274.808</b>	<b>723.985</b>	<b>1.550.823</b>	<b>554,66</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	2.127.907	265.663	1.862.244	666,04
<b>CH<sub>4</sub></b>	4.890	12.699	-7.809	-2,79
<b>N<sub>2</sub>O</b>	38	539	-501	-0,18
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>2.537</b>	<b>1.467</b>	<b>1.070</b>	<b>0,38</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	985	181	805	0,29
<b>NO<sub>x</sub></b>	2.229	1.848	381	0,14
<b>Staub</b>	80	47	33	0,01
<b>CO</b>	471	1.014	-543	-0,19
<b>NMVOC</b>	146	132	15	0,01

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 (Daniel-Gromke, et al., 2025).

### 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 BMW-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMW, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>40</sup>

**Tabelle 39: Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöl)**

	2024 [GWh]
flüssige Biomasse (Pflanzenöl)	96

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

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., 2023)). 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 bis zur Außerbetriebnahme der letzten Atomkraftwerke im Jahr 2023 nahezu kein Strom aus Kernenergie verdrängt wurde (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**

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

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

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)

<sup>40</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

- der Art der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung (ab 1 MW Feuerungswärmeleistung bzw. ca. 350 kW<sub>el</sub> Genehmigungspflicht nach BImSchG, damit zusammenhängend Art der Abgasnachbehandlung)

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<sub>el</sub> stark an. In diesem Zusammenhang ist zu betonen, dass der Anlagenbestand zudem von der Leistungsklasse im Bereich 300 bis 400 kW<sub>el</sub> 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.

Laut Zahlen der BLE (2024) wird seit dem Jahr 2023 kein Palmöl mehr für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse verwendet.

Zur Ermittlung des elektrischen Nutzungsgrads der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse wird der Energieeinsatz bei KWK-Anlagen entsprechend der Finnischen Methode (vgl. Kapitel 2.1.2) 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 <sup>41</sup> [%]	Erzeugungsmix <sup>42</sup> [%]
Rapsöl	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	21	2	100
Palmöl	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	21	2	0

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (BLE, 2024) (StBa, 2024) und BioEm (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 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 Nutzungspfads ableiten (vgl. Tabelle 42).

<sup>41</sup> Annahmen auf Basis von BioEm (IFEU, 2016)

<sup>42</sup> Annahmen auf Basis von (Scheftelowitz, et al., 2015)

**Tabelle 42: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse**

Flüssige Biomasse	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM-VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Rapsöl - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	140,19	77,76	0,141	0,221	0,259	0,080	0,257	0,015	0,067	0,021
Direkte	0,89	0,00	0,010	0,002	0,197	0,001	0,283	0,024	0,143	0,010
fremd. Hilfsenergie	1,80	1,67	0,004	0,000	0,002	0,001	0,002	0,000	0,002	0,000
Gesamt	142,88	79,43	0,155	0,223	0,459	0,082	0,542	0,039	0,212	0,031
Palmöl - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	106,19	59,40	0,564	0,117	0,628	0,270	0,515	0,069	0,082	0,024
Direkte	0,89	0,00	0,010	0,002	0,197	0,001	0,283	0,024	0,143	0,010
fremd. Hilfsenergie	1,80	1,67	0,004	0,000	0,002	0,001	0,002	0,000	0,002	0,000
Gesamt	108,88	61,07	0,578	0,119	0,828	0,272	0,799	0,093	0,227	0,034

Quelle: (UBA, 2025a), 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 13.206 t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 138 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>el</sub>. Die Ergebnisse berücksichtigen nicht die Emissionen, die sich durch Landnutzungsänderungen ergeben, wobei indirekte Effekte insbesondere bei Palmöl relevant sind (vgl. Kapitel 2.3.2). 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 <sub>2</sub> -Äq.	78.105	64.899	13.206	137,56
CO <sub>2</sub>	73.061	36.079	36.982	385,23
CH <sub>4</sub>	168	70	98	1,02
N <sub>2</sub> O	1	101	-100	-1,04
SO <sub>2</sub> -Äq.	87	208	-121	-1,26
SO <sub>2</sub>	34	37	-3	-0,03
NO <sub>x</sub>	77	246	-170	-1,77
Staub	3	18	-15	-0,16
CO	16	96	-80	-0,83
NMVOC	5	14	-9	-0,10

Quelle: Eigene Berechnung

## 4.9 Klärgas

Die Nutzung von Klärgas zur Stromerzeugung hat bereits vor Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes eingesetzt. 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 (Daniel-Gromke, et al., 2025).

### 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 BMW-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMW, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>43</sup>

**Tabelle 44: Stromerzeugung aus Klärgas**

	2024 [GWh]
Klärgas	1.529

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

### 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., 2023)). 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 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 geringerem Umfang auch Braunkohle- und Erdgaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit-Order wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass durch Klärgas bis zur Außerbetriebnahme der letzten Atomkraftwerke im Jahr 2023 nur ein vernachlässigbarer Anteil Strom aus Kernenergie verdrängt wurde (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.

<sup>43</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

**Tabelle 45: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas**

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

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

#### 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, 2025a) verwendeten brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb wurden im Rahmen eines Messprojekts für Biogasanlagen abgeleitet (Liebetrau, et al., 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 <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM- VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Klärgas Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	32,95	0,00	1,124	0,006	0,416	0,108	0,443	0,015	0,648	0,061
fremd. Hilfsenergie	23,32	21,63	0,046	0,001	0,030	0,012	0,025	0,001	0,024	0,002
Gesamt	56,27	21,63	1,170	0,007	0,446	0,120	0,468	0,017	0,672	0,063

Quelle: (UBA, 2025a)

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

	2024 [%]
Klärgas	54,6

Quelle: UBA auf Basis von (StBa, 2024)

#### 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 CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 711 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>el</sub>.

**Tabelle 48: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Klärgas**

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>1.243.905</b>	<b>157.499</b>	<b>1.086.407</b>	<b>710,53</b>
CO <sub>2</sub>	1.163.579	60.551	1.103.029	721,41
CH <sub>4</sub>	2.674	3.276	-602	-0,39
N <sub>2</sub> O	21	20	1	0,00
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>1.387</b>	<b>1.248</b>	<b>140</b>	<b>0,09</b>
SO <sub>2</sub>	539	336	203	0,13
NO <sub>x</sub>	1.219	1.310	-90	-0,06
<b>Staub</b>	<b>44</b>	<b>47</b>	<b>-3</b>	<b>0,00</b>
CO	257	1.880	-1.622	-1,06
NM VOC	80	176	-96	-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 Kohlenstoffmonoxid 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 (Daniel-Gromke, et al., 2025). Die Oberflächen-Abdichtung von Deponien und die Fassung sowie Behandlung oder Verwertung des entstehenden Deponiegases, stellt eine relevante Klimaschutzmaßnahme dar. Sofern Deponiegas noch in ausreichender Menge und mit ausreichend hohem Methangehalt entsteht, können zusätzliche Emissionsminderungseffekte erzielt werden, wenn das abgesaugte Deponiegas 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. Wenn eine energetische Nutzung aufgrund sinkender Volumenströme und Methangehalte nicht mehr möglich ist, wird das entstehende Methan in sogenannte Schwachgasanlagen in Kohlendioxid umgewandelt.

### 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 BMW-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMW, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>44</sup>

<sup>44</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

**Tabelle 49: Stromerzeugung aus Deponiegas**

	2024 [GWh]
Deponiegas	177

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

#### 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., 2023)). 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 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 bis zur Außerbetriebnahme der letzten Atomkraftwerke im Jahr 2023 nur ein vernachlässigbarer Anteil aus Kernenergie verdrängt wurde (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**

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

Quelle: (Kunze, et al., 2023)

#### 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, 2025a) verwendeten brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb wurden im Rahmen eines Messprojekts für Biogasanlagen abgeleitet (Liebetrau, et al., 2011). Derzeit gibt es keine Hinweise, dass sich die Situation für Deponiegas anders darstellt.

**Tabelle 51 Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas**

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM- VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Deponiegas Verbrennungsmotor BHKW – 44. BImSchV										
Vorkette	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	32,95	0,00	1,124	0,006	0,422	0,144	0,400	0,004	0,644	0,035
fremd. Hilfsenergie	13,27	12,31	0,026	0,001	0,017	0,007	0,014	0,001	0,013	0,001
Gesamt	46,22	12,31	1,151	0,006	0,439	0,151	0,414	0,004	0,658	0,035

Quelle: (UBA, 2025a)

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 (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb)**

	<b>2024</b> <b>[%]</b>
<b>Deponiegas</b>	34,5

Quelle: UBA auf Basis von (StBa, 2024)

#### 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 120.320 t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 680 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>el</sub> 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 Kohlenstoffmonoxid 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. Weiterhin sind diffuse Methanemissionen der Deponien nicht in der Emissionsbilanzierung berücksichtigt.

**Tabelle 53: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Deponiegas**

	<b>brutto</b> <b>vermiedene</b> <b>Emissionen</b>	<b>verursachte</b> <b>Emissionen</b>	<b>netto</b> <b>vermiedene</b> <b>Emissionen</b>	<b>Netto-</b> <b>Vermeidungs-</b> <b>faktor</b>
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>144.006</b>	<b>23.686</b>	<b>120.320</b>	<b>679,78</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	134.707	6.309	128.398	725,41
<b>CH<sub>4</sub></b>	310	590	-280	-1,58
<b>N<sub>2</sub>O</b>	2	3	-1	-0,01

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
SO <sub>2</sub> -Äq.	161	225	-64	-0,36
SO <sub>2</sub>	62	77	-15	-0,08
NO <sub>x</sub>	141	212	-71	-0,40
Staub	5	2	3	0,02
CO	30	337	-307	-1,74
NMVOC	9	18	-9	-0,05

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) und deren Neufassung Richtlinie (EU) 2018/2001 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 (Hoffmann, et al., 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 BMW- Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMW, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>45</sup>

**Tabelle 54: Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls**

	2024 [GWh]
Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	5.533

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

### 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., 2023)). 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).

<sup>45</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

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. (vgl. Tabelle 55).

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

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

Quelle: auf Basis von (Kunze, et al., 2023)

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 <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM- VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Biogener Siedlungsabfall - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 17. BImSchV										
Vorkette	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Direkte	1,33	0,00	0,006	0,004	0,134	0,012	0,176	0,001	0,017	0,001
fremd. Hilfsenergie	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	1,33	0,00	0,006	0,004	0,134	0,012	0,176	0,001	0,017	0,001

Quelle: (UBA, 2025a)

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

	2024 [%]
biogener Anteil des Siedlungsabfalls	34,2

Quelle: UBA auf Basis von Destatis (StBa, 2024)

#### 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. 4,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 810 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>el</sub> 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**

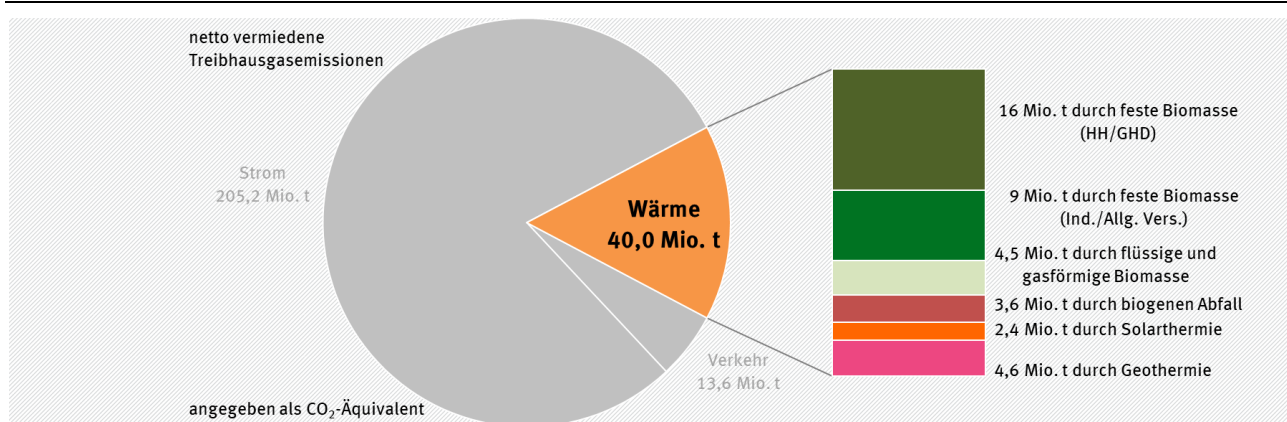
	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO <sub>2</sub> -Äq.	4.501.556	21.452	4.480.104	809,71
CO <sub>2</sub>	4.210.860	0	4.210.860	761,04
CH <sub>4</sub>	9.677	105	9.572	1,73
N <sub>2</sub> O	75	70	5	0,00
SO <sub>2</sub> -Äq.	5.020	2.172	2.848	0,51
SO <sub>2</sub>	1.950	186	1.764	0,32
NO <sub>x</sub>	4.412	2.853	1.559	0,28
Staub	158	13	144	0,03
CO	931	280	652	0,12
NMVOC	289	14	275	0,05

Quelle: Eigene Berechnung

## 5 Erneuerbare Energien im Wärmesektor

Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien im Wärmesektor wurden im Jahr 2024 Treibhausgasemissionen in Höhe von 40 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Von den drei untersuchten Sektoren (Strom, Wärme und Verkehr) trug der Verbrauch von Wärme aus erneuerbaren Energien etwa 16 Prozent zur Netto-Gesamtemissionsvermeidung an Treibhausgasemissionen bei. Die mit Abstand höchsten absoluten Emissionsvermeidungen wurden durch die verschiedenen Arten der Biomassenutzung erreicht, insbesondere durch den Einsatz von fester Biomasse zur Wärmeerzeugung in Haushalten, GHD, Industrie und allgemeiner Versorgung (insgesamt 25,0 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) sowie durch den Einsatz von flüssiger und gasförmiger Biomasse (4,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.). Die Emissionseinsparung durch biogenen Abfall (3,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.), Solarthermie (2,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.), Geothermie und Umweltwärme (4,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) sind aufgrund der geringeren Verbreitung im Vergleich niedriger (siehe Abbildung 18).

**Abbildung 18: Anteil des EE-Wärmeverbrauchs an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2024\***



\* ohne Berücksichtigung biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

Quelle: Eigene Darstellung des UBA

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 60) aufgeteilt nach direkten Emissionsfaktoren und Emissionsfaktoren aus der Vorkette inkl. fremdbezogener Hilfsenergie sowie die dazugehörigen mittleren Brutto-Nutzungsgrade (Tabelle 59) der verdrängten konventionellen Wärmeerzeugung dargestellt. Die direkten primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren wurden auf Basis des Nationalen Emissionsinventars (UBA, 2025a) 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 (Icha & Lauf, 2025). Aus der amtlichen Statistik (StBa, 2024) 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) [%]	Fossile Fern- wärme [%]
private Haushalte / GHD	86	92	74	74	98	96
Industrie / Allgemeine Versorgung	80	80	80	80	98	96

Quelle: UBA auf Basis von (StBa, 2024)

**Tabelle 60: Emissionsfaktoren<sup>46</sup> der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten, im GHD-Sektor und der Industrie**

	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[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	0,009	0,150	0,003	0,043	0,005
Gesamt	312,746	309,920	0,069	0,003	0,266	0,097	0,243	0,017	0,130	0,045
Erdgas										
Vorkette	39,376	19,969	0,689	0,000	0,069	0,020	0,070	0,003	0,032	0,020
Direkte	202,938	202,396	0,011	0,001	0,052	0,001	0,074	0,000	0,048	0,002
Gesamt	242,314	222,365	0,700	0,071	0,120	0,020	0,144	0,003	0,080	0,023
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
Braunkohlebriketts										
Vorkette	59,055	55,199	0,018	0,013	0,054	0,028	0,038	0,077	0,051	0,004
Direkte	381,988	353,124	0,854	0,019	1,840	1,622	0,313	0,286	8,458	0,569
Gesamt	441,043	408,322	0,872	0,031	1,895	1,650	0,352	0,364	8,509	0,572
Fossiler Fernwärme-Mix <sup>47</sup>										

<sup>46</sup> Vorkette – Emissionsfaktor der Vorkette inkl. fremdbezogener Hilfsenergie, Direkte – Emissionsfaktoren aus dem direkten Anlagenbetrieb<sup>47</sup> Für die Ermittlung von fossilen Fernwärme Emissionsfaktoren inklusive Netzverluste müssen zusätzliche Netzverluste in Höhe von 12,5 Prozent berücksichtigt werden.

	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVO
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Vorkette</b>	<b>51,399</b>	28,617	0,806	0,001	<b>0,101</b>	0,034	0,097	0,058	0,040	0,035
<b>Direkte</b>	<b>265,983</b>	262,535	0,074	0,005	<b>0,207</b>	0,070	0,196	0,003	0,038	0,007
<b>Gesamt</b>	<b>317,382</b>	<b>291,152</b>	<b>0,880</b>	<b>0,006</b>	<b>0,308</b>	<b>0,104</b>	<b>0,293</b>	<b>0,061</b>	<b>0,077</b>	<b>0,042</b>
<b>Strom (inkl. Netzverluste)</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>55,328</b>	32,629	0,652	0,017	<b>0,115</b>	0,042	0,105	0,014	0,252	0,013
<b>Direkte</b>	<b>371,585</b>	363,387	0,194	0,010	<b>0,426</b>	0,180	0,353	0,009	0,180	0,015
<b>Gesamt</b>	<b>426,912</b>	<b>396,016</b>	<b>0,847</b>	<b>0,027</b>	<b>0,541</b>	<b>0,222</b>	<b>0,458</b>	<b>0,023</b>	<b>0,432</b>	<b>0,028</b>

Quelle: (UBA, 2025a), (Baumann & Schuller, 2021), GEMIS 5.0 (IINAS, 2020), (Icha & Lauf, 2025)

## 5.1 Feste Biomasse (private Haushalte und GHD<sup>48</sup>)

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 11 bis 12 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 auch die Verbreitung von Zentralheizungen (Heizkesseln) für biogene Festbrennstoffe zugenommen, darunter auch automatisch beschickte Holzhackschnitzel- und Pelletfeuerungen.

### 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 BMW-E-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWE, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>49</sup>

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 berechnet (Jochem, Morland, Glasenapp, & Weimar, 2023; Jochem & Glasenapp, Aktuelle Ergebnisse zur energetischen Holzverwendung privater Haushalte, 2025). Dies gilt gleichermaßen für den GHD-Sektor (Glasenapp & Weimar, 2020).

<sup>48</sup> Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (einschl. Militär)

<sup>49</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

Die für die Emissionen relevante Unterteilung nach dem Einsatz in Einzelraumfeuerungen oder Zentralheizungen 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-Sektor<sup>50</sup>**

	2024 [GWh]
<b>feste Biomasse (private Haushalte und GHD) gesamt</b>	<b>87.788</b>
davon eingesetzt in Einzelraumfeuerungen	41.461
davon eingesetzt in Zentralfeuerungen	29.422
davon Pellets	16.905

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

### 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 energiestatistische 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 Einzelraumfeuerungen. Dieser ermittelte Mehrverbrauch in Höhe von ca. 29 Prozent 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-Datenmodells (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 Einzelraum- und Zentralfeuerungen zusammen. Im Fall der Zentralfeuerung wurden die sektorspezifischen Substitutionsfaktoren anhand ihrer Endenergieverbrauchsanteile aggregiert.

<sup>50</sup> 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 [%]
Einzelraum- feuerungen	26,2	36,9	0,0	0,0	4,7	3,1
Zentralheizung	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 Kleinfeuerungsanlagen 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 Umweltbundesamtes 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 behaftet sind, werden sie als derzeit beste verfügbare Datenquellen im Rahmen des Nationalen Emissionsinventars verwendet (UBA, 2025a).

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 CO<sub>2</sub> / 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 Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung (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	Eigenstrom- bedarf [%]	Durchschnittli- cher Nut- zungsgrad [%]
Brennholz Einzelraumfeuerung	0	60,0
Brennholz Kessel	1	70,0
Briketts Einzelfeuerung	0	60,0
Briketts Kessel	2	70,0
Holzhackschnitzel Einzelraumfeuerung	0	60,0
Holzhackschnitzel Kessel klein (< 50kW)	2	75,0
Holzhackschnitzel Kessel groß (> 50kW)	2	75,0
Pellets Einzelraumfeuerung	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 <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Brennholz - Einzelraumfeuerungen										
Vorkette	9,472	8,964	0,014	0,000	0,057	0,005	0,076	0,002	0,020	0,007
Direkte	15,609	0*	0,493	0,007	0,170	0,031	0,200	0,305	7,147	0,687
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	25,081	8,964	0,507	0,007	0,228	0,036	0,275	0,307	7,166	0,694
Brennholz - Kessel										
Vorkette	9,472	8,964	0,014	0,000	0,057	0,005	0,076	0,002	0,020	0,007
Direkte	1,251	0*	0,035	0,001	0,282	0,018	0,378	0,113	1,936	0,062
fremd. Hilfsenergie	2,988	2,772	0,006	0,000	0,004	0,002	0,003	0,000	0,003	0,000
Gesamt	13,712	11,736	0,055	0,002	0,343	0,025	0,457	0,115	1,959	0,069
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	0,369	0*	0,004	0,001	0,337	0,018	0,457	0,095	0,776	0,006
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	10,596	9,576	0,018	0,002	0,440	0,045	0,568	0,100	0,838	0,018
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	0,324	0*	0,002	0,001	0,261	0,016	0,353	0,050	0,722	0,010
fremd. Hilfsenergie	5,977	5,544	0,012	0,000	0,008	0,003	0,006	0,000	0,006	0,000
Gesamt	16,528	15,120	0,028	0,002	0,373	0,046	0,470	0,056	0,790	0,022

Brennstoff/ Technik	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Holzhackschnitzel - Einzelraumfeuerungen										
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*	0,005	0,001	0,266	0,016	0,360	0,083	0,644	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	0,669	0,018
Holzhackschnitzel - 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*	0,005	0,001	0,266	0,016	0,360	0,083	0,644	0,009
fremd. Hilfsenergie	6,404	5,940	0,013	0,000	0,008	0,003	0,007	0,000	0,006	0,000
Gesamt	22,560	20,844	0,043	0,002	0,366	0,027	0,487	0,085	0,675	0,018
Holzhackschnitzel - 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*	0,005	0,001	0,276	0,016	0,374	0,043	1,005	0,010
fremd. Hilfsenergie	6,404	5,940	0,013	0,000	0,008	0,003	0,007	0,000	0,006	0,000
Gesamt	22,565	20,844	0,043	0,002	0,376	0,027	0,501	0,046	1,036	0,019
Pellets - Einzelraumfeuerungen										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,369	0*	0,004	0,001	0,337	0,018	0,457	0,095	0,776	0,006
fremd. Hilfsenergie	3,415	3,168	0,007	0,000	0,004	0,002	0,004	0,000	0,003	0,000
Gesamt	14,011	12,744	0,025	0,002	0,444	0,047	0,571	0,101	0,841	0,018
Pellets - Kessel										
Vorkette	10,227	9,576	0,014	0,001	0,104	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
Direkte	0,322	0*	0,002	0,001	0,234	0,018	0,310	0,059	0,498	0,003
fremd. Hilfsenergie	6,831	6,336	0,014	0,000	0,009	0,004	0,007	0,000	0,007	0,000
Gesamt	17,380	15,912	0,030	0,002	0,346	0,049	0,427	0,065	0,567	0,016

Quelle: UBA auf Basis von BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016)

\*Grundlage und Rahmen der Berechnung der vermiedenen Emissionen bildet die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) an der sich auch die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen (z.B. §5 BioSt-NachV) ausrichten (vgl. hierzu Kapitel 2.3.3). Somit wird der direkte Verbrennungsprozess von fester Biomasse im Rahmen der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger als CO<sub>2</sub>-neutral angenommen. Dies weicht von der Darstellung der energetischen Nutzung von fester Biomasse im CO<sub>2</sub>-Rechner des Umweltbundesamtes ab. Dort werden die biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen die bei der Verbrennung von fester Biomasse entstehen mit dem Emissionsfaktor von 365 g CO<sub>2</sub>/kWh bilanziert.

#### 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. 15,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Etwa 4,7 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. lassen sich den Einzelraumfeuerungen, ca. 6,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. den Zentralfeuerungen und etwa 4,3 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. den Pelletfeuerungen zuordnen.

Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt bei Einzelraumfeuerungen aufgrund beobachteten Mehrverbrauchs (vgl. Kapitel 5.1.2), der geringeren Effizienz sowie des hohen Substitutionsanteils von Erdgas, nur knapp 112 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>. Zentralfeuerungen ersetzen überwiegend Heizöl und weisen ebenfalls nur geringe Vorkettenemissionen auf, so dass sich insgesamt ein spezifischer Treibhausgas-Vermeidungsfaktor von 233 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub> ergibt. Holzpelletkessel weisen aufgrund ihrer höheren Nutzungsgrade sogar einen Netto-Vermeidungsfaktor von ca. 254 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub> auf. Berücksichtigt man bei der Bilanzierung zusätzlich die direkten biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen, würden sich wiederum negative Netto-Vermeidungsfaktoren für alle drei Kategorien ergeben.

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 Stickstoffoxiden ist die Emissionsbilanz insbesondere bei Zentralfeuerungsanlagen jedoch leicht negativ.

Hinsichtlich weiterer Luftschadstoffe sind vor allem die hohen Staub- und Kohlenstoffmonoxid-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 Einzelraumfeuerungen (private Haushalte und GHD)\***

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>5.681.168</b>	<b>1.022.951</b>	<b>4.658.216</b>	<b>112,35</b>
CO <sub>2</sub>	5.357.160	372.349	4.984.811	120,23
CH <sub>4</sub>	10.833	20.446	-9.613	-0,23
N <sub>2</sub> O	78	295	-217	-0,01
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>4.406</b>	<b>9.689</b>	<b>-5.283</b>	<b>-0,13</b>
SO <sub>2</sub>	1.380	1.504	-124	0,00
NO <sub>x</sub>	4.347	11.760	-7.413	-0,18
Staub	496	12.464	-11.968	-0,29
CO	2.426	289.915	-287.489	-6,93
NMVOC	671	28.171	-27.501	-0,66

\* ohne Berücksichtigung biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

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]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>7.367.483</b>	<b>524.385</b>	<b>6.843.098</b>	<b>232,58</b>
CO <sub>2</sub>	7.001.564	470.319	6.531.245	221,98
CH <sub>4</sub>	11.592	1.440	10.151	0,35
N <sub>2</sub> O	156	52	104	0,00
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>6.725</b>	<b>10.435</b>	<b>-3.710</b>	<b>-0,13</b>
SO <sub>2</sub>	2.578	777	1.800	0,06
NO <sub>x</sub>	5.958	13.876	-7.918	-0,27
Staub	595	2.874	-2.279	-0,08
CO	6.969	39.395	-32.426	-1,10
NMVOC	943	1.309	-366	-0,01

\* ohne Berücksichtigung biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

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]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>4.587.241</b>	<b>290.264</b>	<b>4.296.977</b>	<b>254,18</b>
CO <sub>2</sub>	4.357.510	265.781	4.091.729	242,04
CH <sub>4</sub>	7.293	496	6.797	0,40
N <sub>2</sub> O	96	40	56	0,00
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>4.095</b>	<b>5.815</b>	<b>-1.720</b>	<b>-0,10</b>
SO <sub>2</sub>	1.508	803	705	0,04
NO <sub>x</sub>	3.717	7.202	-3.484	-0,21
Staub	358	1.074	-716	-0,04
CO	3.678	8.721	-5.043	-0,30
NMVOC	558	258	300	0,02

\* ohne Berücksichtigung biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

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, Schwarzlauge, 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.

### 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 BMW-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMW, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>51</sup>

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, 2024b).

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

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

	2024 [GWh]
<b>feste Biomasse (Industrie)</b>	25.950

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

### 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-Datenmodells (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 [%]
<b>feste Biomasse (Industrie)</b>	5,0	61,0	2,1	2,0	13,9	16,0

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

<sup>51</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

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 59) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60) 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 CO<sub>2</sub> / 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 <sup>52</sup>	Immissions-schutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigen- strombe- darf <sup>53</sup> [%]	Erzeu- gungs- mix <sup>54</sup> [%]
Altholz	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	17. BImSchV	86	2	13,8
Industrierestholz	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	TA-Luft	86	2	1,9
Industrierestholz	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	13. BImSchV	86	2	0,6
Industrierestholz	Organic Rankine Cycle	TA-Luft	95	2	0,6
Industrierestholz	Kessel	-	80	2	27,0
Schwarz-, Brenn-, Sulfi- tablaube	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	13. BImSchV	92	2	16,4
Pellets (Holz)	Kessel	-	80	2	1,9
Pellets (Holz)	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	91	2	1,2
Waldholz	Kessel	-	80	2	17,7
Waldholz	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	TA-Luft	91	2	14,8
Klärschlamm	Kessel	-	80	2	2,6
Klärschlamm	DT-Entnahmekonden- sationsmaschine	17. BImSchV	88	2	1,5

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (UBA, et al., 2012), (UBA, 2025a), BioEm (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) und (StBa, 2024b)

<sup>52</sup> DT- Dampfturbine, BHKW-Blockheizkraftwerk

<sup>53</sup> eigene Annahmen auf Basis von BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016)

<sup>54</sup> eigene Annahmen auf Basis von (StBa, 2024b)

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

Brennstoff / Technik	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[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*	0,040	0,011	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	7,632	7,079	0,015	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,008	0,001
Gesamt	23,136	18,023	0,073	0,012	0,362	0,061	0,433	0,006	0,091	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*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,362	6,829	0,015	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,007	0,000
Gesamt	21,820	16,837	0,069	0,012	0,447	0,043	0,581	0,069	0,227	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*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,362	6,829	0,015	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,007	0,000
Gesamt	21,820	16,837	0,069	0,012	0,447	0,043	0,581	0,069	0,227	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*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	8,150	7,560	0,016	0,001	0,010	0,004	0,009	0,000	0,008	0,001
Gesamt	22,609	17,568	0,070	0,012	0,448	0,043	0,582	0,069	0,227	0,135
Industrie-Restholz – Kessel										
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*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	6,831	6,336	0,014	0,000	0,009	0,004	0,007	0,000	0,007	0,000
Gesamt	21,289	16,344	0,068	0,012	0,446	0,042	0,580	0,069	0,226	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*	0,009	0,003	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,821	7,255	0,016	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,008	0,001
Gesamt	8,932	7,255	0,025	0,004	0,388	0,038	0,503	0,068	0,213	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	0,322	0*	0,002	0,001	0,234	0,018	0,310	0,059	0,498	0,003
fremd. Hilfsenergie	6,831	6,336	0,014	0,000	0,009	0,004	0,007	0,000	0,007	0,000

Brennstoff / Technik	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Gesamt</b>	<b>17,380</b>	<b>15,912</b>	<b>0,030</b>	<b>0,002</b>	<b>0,346</b>	<b>0,049</b>	<b>0,427</b>	<b>0,065</b>	<b>0,567</b>	<b>0,016</b>
<b>Pellets - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>10,227</b>	9,576	0,014	0,001	<b>0,104</b>	0,027	0,111	0,006	0,062	0,012
<b>Direkte</b>	<b>0,312</b>	0*	0,002	0,001	<b>0,196</b>	0,016	0,259	0,083	0,259	0,003
<b>fremd. Hilfsenergie</b>	<b>7,859</b>	7,291	0,016	0,000	<b>0,010</b>	0,004	0,008	0,000	0,008	0,001
<b>Gesamt</b>	<b>18,399</b>	<b>16,867</b>	<b>0,032</b>	<b>0,002</b>	<b>0,310</b>	<b>0,047</b>	<b>0,378</b>	<b>0,089</b>	<b>0,329</b>	<b>0,015</b>
<b>Waldholz – Kessel</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>15,743</b>	14,904	0,025	0,001	<b>0,091</b>	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
<b>Direkte</b>	<b>3,971</b>	0*	0,040	0,011	<b>0,378</b>	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
<b>fremd. Hilfsenergie</b>	<b>6,831</b>	6,336	0,014	0,000	<b>0,009</b>	0,004	0,007	0,000	0,007	0,000
<b>Gesamt</b>	<b>26,545</b>	<b>21,240</b>	<b>0,078</b>	<b>0,012</b>	<b>0,478</b>	<b>0,045</b>	<b>0,622</b>	<b>0,071</b>	<b>0,237</b>	<b>0,139</b>
<b>Waldholz - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - TA-Luft</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>15,743</b>	14,904	0,025	0,001	<b>0,091</b>	0,008	0,120	0,002	0,025	0,009
<b>Direkte</b>	<b>3,971</b>	0*	0,040	0,011	<b>0,378</b>	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
<b>fremd. Hilfsenergie</b>	<b>7,780</b>	7,217	0,015	0,000	<b>0,010</b>	0,004	0,008	0,000	0,008	0,001
<b>Gesamt</b>	<b>27,494</b>	<b>22,121</b>	<b>0,080</b>	<b>0,012</b>	<b>0,479</b>	<b>0,046</b>	<b>0,623</b>	<b>0,071</b>	<b>0,238</b>	<b>0,139</b>
<b>Klärschlamm - Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>0,000</b>	0,000	0,000	0,000	<b>0,000</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Direkte</b>	<b>4,174</b>	0*	0,003	0,015	<b>0,866</b>	0,691	0,251	0,072	0,151	0,011
<b>fremd. Hilfsenergie</b>	<b>6,567</b>	6,091	0,013	0,000	<b>0,008</b>	0,003	0,007	0,000	0,007	0,000
<b>Gesamt</b>	<b>10,740</b>	<b>6,091</b>	<b>0,016</b>	<b>0,016</b>	<b>0,874</b>	<b>0,695</b>	<b>0,258</b>	<b>0,072</b>	<b>0,157</b>	<b>0,011</b>
<b>Klärschlamm – Kessel</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>0,000</b>	0,000	0,000	0,000	<b>0,000</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Direkte</b>	<b>4,174</b>	0*	0,003	0,015	<b>0,866</b>	0,691	0,251	0,072	0,151	0,011
<b>fremd. Hilfsenergie</b>	<b>6,831</b>	6,336	0,014	0,000	<b>0,009</b>	0,004	0,007	0,000	0,007	0,000
<b>Gesamt</b>	<b>11,004</b>	<b>6,336</b>	<b>0,016</b>	<b>0,016</b>	<b>0,875</b>	<b>0,695</b>	<b>0,258</b>	<b>0,072</b>	<b>0,157</b>	<b>0,011</b>

Quelle: UBA auf Basis von BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016)

\*Grundlage und Rahmen der Berechnung der vermiedenen Emissionen bildet die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) an der sich auch die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen (z.B. §5 BioSt-NachV) ausrichten (vgl. hierzu Kapitel 2.3.3). Somit wird der direkte Verbrennungsprozess von fester Biomasse im Rahmen der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger als CO<sub>2</sub>-neutral angenommen. Dies weicht von der Darstellung der energetischen Nutzung von fester Biomasse im CO<sub>2</sub>-Rechner des Umweltbundesamtes ab. Dort werden die biogenen CO<sub>2</sub>Emissionen die bei der Verbrennung von fester Biomasse entstehen mit dem Emissionsfaktor von 365 g CO<sub>2</sub>/kWh bilanziert.

### 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. 7,3 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Treibhausgasemissionen bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt insbesondere aufgrund des hohen Substitutionsanteils von Erdgas nur knapp 282 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>. Berücksichtigt man bei der Bilanzierung zusätzlich die biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen würde sich wiederum ein negativer Netto-Vermeidungsfaktor ergeben.

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 Stickstoffoxiden 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 Kohlenstoffmonoxid-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]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>7.863.634</b>	<b>542.137</b>	<b>7.321.497</b>	<b>282,14</b>
CO <sub>2</sub>	7.206.015	426.760	6.779.255	261,24
CH <sub>4</sub>	21.663	1.605	20.058	0,77
N <sub>2</sub> O	193	266	-73	0,00
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>8.200</b>	<b>11.656</b>	<b>-3.456</b>	<b>-0,13</b>
SO <sub>2</sub>	2.939	1.870	1.069	0,04
NO <sub>x</sub>	7.557	14.060	-6.503	-0,25
Staub	863	1.597	-734	-0,03
CO	2.841	5.437	-2.595	-0,10
NM VOC	930	2.832	-1.902	-0,07

\* ohne Berücksichtigung biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

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 BMW-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWE, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>55</sup>

Die angegebene Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der allgemeinen Versorgung - anders als bei den vorstehenden Angaben zu Haushalten und Industrie – bezieht sich 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 ungekoppelter 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**

	2024 [GWh]
<b>feste Biomasse (Allg. Vers.)</b>	7.010

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

### 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) [%]
<b>feste Biomasse (Allgemeine Versorgung)</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0

<sup>55</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

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**

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

Quelle: UBA auf Basis (AGEB, 2025)

### 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, 2025a) 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.

Auf die Modellierung eines Referenzfalls für die ungekoppelte Wärmeerzeugung 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 Holz (Agostini, Giuntoli, & Boulamanti, 2013) 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 (bei Pellets auch die Brennstoffherstellung) 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 CO<sub>2</sub>/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 Holz 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 <sup>56</sup>	Immissionschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf <sup>57</sup> [%]	Erzeugungsmix <sup>58</sup> [%]
Altholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	17. BImSchV	86	2	42,4
Industrierestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	86	2	1,3
Industrierestholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	TA-Luft	86	2	5,4
Industrierestholz	Heizwerk	TA-Luft	84	2	4,2
Klärschlamm	Kessel	-	88	2	1,4
Pellets (Holz)	Heizwerk	TA-Luft	91	2	2,6
Waldholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	TA-Luft	91	2	19,1
Waldholz	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	91	2	5,9
Waldholz	Organic Rankine Cycle	TA-Luft	91	2	4,4
Waldholz	Heizwerk	TA-Luft	79	2	13,2

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 5.0 (IINAS, 2013), (UBA, et al., 2012) und (StBa, 2023c)

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

Brennstoff / Technik	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[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*	0,040	0,011	0,287	0,051	0,338	0,004	0,067	0,002
fremd. Hilfsenergie	7,632	7,079	0,015	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,008	0,001
Gesamt	23,136	18,023	0,073	0,012	0,362	0,061	0,433	0,006	0,091	0,008

<sup>56</sup> DT- Dampfturbine

<sup>57</sup> eigene Annahmen auf Basis BioEM (IFEU, 2016)

<sup>58</sup> eigene Annahmen auf Basis von (StBa, 2024b) (StBa, 2023c)

Brennstoff / Technik	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
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*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,362	6,829	0,015	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,007	0,000
Gesamt	21,820	16,837	0,069	0,012	0,447	0,043	0,581	0,069	0,227	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*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,362	6,829	0,015	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,007	0,000
Gesamt	21,820	16,837	0,069	0,012	0,447	0,043	0,581	0,069	0,227	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*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,162	6,644	0,014	0,000	0,009	0,004	0,008	0,000	0,007	0,000
Gesamt	21,620	16,652	0,068	0,012	0,447	0,043	0,581	0,069	0,226	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*	0,003	0,015	0,866	0,691	0,251	0,072	0,151	0,011
fremd. Hilfsenergie	6,831	6,336	0,014	0,000	0,009	0,004	0,007	0,000	0,007	0,000
Gesamt	11,004	6,336	0,016	0,016	0,875	0,695	0,258	0,072	0,157	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*	0,002	0,020	0,266	0,018	0,356	0,115	0,396	0,003
fremd. Hilfsenergie	7,859	7,291	0,016	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,008	0,001
Gesamt	23,432	16,867	0,032	0,021	0,380	0,049	0,475	0,121	0,466	0,015
Waldholz - 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*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,780	7,217	0,015	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,008	0,001
Gesamt	27,494	22,121	0,080	0,012	0,479	0,046	0,623	0,071	0,238	0,139
Waldholz - 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*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130

Brennstoff / Technik	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
fremd. Hilfsenergie	7,780	7,217	0,015	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,008	0,001
<b>Gesamt</b>	<b>27,494</b>	<b>22,121</b>	<b>0,080</b>	<b>0,012</b>	<b>0,479</b>	<b>0,046</b>	<b>0,623</b>	<b>0,071</b>	<b>0,238</b>	<b>0,139</b>
<b>Waldholz u.a. Dampfturbine-Entnahmekondensationsmaschine - 13. BImSchV</b>										
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*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	7,780	7,217	0,015	0,000	0,010	0,004	0,008	0,000	0,008	0,001
<b>Gesamt</b>	<b>27,494</b>	<b>22,121</b>	<b>0,080</b>	<b>0,012</b>	<b>0,479</b>	<b>0,046</b>	<b>0,623</b>	<b>0,071</b>	<b>0,238</b>	<b>0,139</b>
<b>Waldholz u.a. Heizwerk - TA-Luft</b>										
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*	0,040	0,011	0,378	0,033	0,495	0,068	0,205	0,130
fremd. Hilfsenergie	6,732	6,245	0,013	0,000	0,009	0,004	0,007	0,000	0,007	0,000
<b>Gesamt</b>	<b>26,446</b>	<b>21,149</b>	<b>0,078</b>	<b>0,012</b>	<b>0,478</b>	<b>0,045</b>	<b>0,622</b>	<b>0,071</b>	<b>0,237</b>	<b>0,139</b>

Quelle: UBA auf Basis von BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016)

\*Grundlage und Rahmen der Berechnung der vermiedenen Emissionen bildet die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) an der sich auch die Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen (z.B. §5 BioSt-NachV) ausrichten (vgl. hierzu Kapitel 2.3.3). Somit wird der direkte Verbrennungsprozess von fester Biomasse im Rahmen der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger als CO<sub>2</sub>-neutral angenommen. Dies weicht von der Darstellung der energetischen Nutzung von fester Biomasse im CO<sub>2</sub>-Rechner des Umweltbundesamtes ab. Dort werden die biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen die bei der Verbrennung von fester Biomasse entstehen mit dem Emissionsfaktor von 365 g CO<sub>2</sub>/kWh bilanziert.

### 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 Treibhausgaseffekt trägt die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in den Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung zur Vermeidung von ca. 1,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Treibhausgasemissionen bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt aufgrund der hohen Substitution von Erdgas ca. 262 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>. Berücksichtigt man bei der Bilanzierung zusätzlich die biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen würde sich wiederum ein negativer Netto-Vermeidungsfaktor für die energetischer Nutzung fester Biomasse in der Allgemeinen Versorgung ergeben.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe ist festzuhalten, dass beim Einsatz fester Biomasse geringere Schwefeldioxidemissionen als beim fossilen Brennstoffmix entstehen. Bei Stickstoffoxiden ist die Emissionsbilanz jedoch deutlich negativ. Hinsichtlich weiterer Luftschadstoffe zeigt sich, dass vor allem die Kohlenstoffmonoxid- 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\***

	<b>brutto vermiedene Emissionen</b> [t]	<b>verursachte Emissionen</b> [t]	<b>netto vermiedene Emissionen</b> [t]	<b>Netto-Vermeidungs- faktor</b> [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>1.983.551</b>	<b>148.290</b>	<b>1.835.261</b>	<b>261,79</b>
CO <sub>2</sub>	1.819.622	113.722	1.705.901	243,34
CH <sub>4</sub>	5.500	467	5.033	0,72
N <sub>2</sub> O	37	81	-44	-0,01
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>1.926</b>	<b>2.892</b>	<b>-966</b>	<b>-0,14</b>
SO <sub>2</sub>	650	347	303	0,04
NO <sub>x</sub>	1.834	3.657	-1.823	-0,26
Staub	379	302	77	0,01
CO	484	1.218	-735	-0,10
NM VOC	265	544	-279	-0,04

\* ohne Berücksichtigung biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen bei energetischer Nutzung von holzbasierter fester Biomasse

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 4.8). 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 (Daniel-Gromke, et al., 2025). Parallel zur Stromerzeugung ging damit auch die Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl deutlich zurück (vgl. Kapitel 4.8).

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 GHD-Sektor 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 79 angegebene Datenstand entspricht der BMWF-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWF, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>59</sup>

<sup>59</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

Die angegebene Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse stammt aus der Nettowärmeerzeugung von Heiz(kraft)werken 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 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 Biodiesel-/HVO-Einsatz in der Land- und Bauwirtschaft**

	2024 [GWh]
<b>flüssige Biomasse gesamt</b>	<b>2.166</b>
davon Pflanzenöl	305
davon flüssige Biomasse (Industrie)	145
davon Biodiesel / HVO (Land- und Bauwirtschaft)	1.716

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

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 Ausgleichsmechanismus 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 in den Sektoren Land- und Bauwirtschaft dar. Hier wird von einer vollständigen Substitution von 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 [%]
<b>flüssige Biomasse</b>	6,0	66,0	4,0	2,0	13,0	9,0
<b>Biodiesel / HVO (Land- wirtsch.)</b>	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<sub>el</sub> Genehmigungspflicht und damit Art der Abgasnachbehandlung nach BImSchG).

Zum Substrateinsatz liegen Informationen aus (BLE, 2024) vor. Während in Anlagen bis 10 kW<sub>el</sub> ausschließlich Rapsöl zum Einsatz kommt, werden Anlagen ab 150 kW<sub>el</sub>, 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 <sup>60</sup>	Technik <sup>61</sup>	Immissionschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigenstrombedarf <sup>62</sup> [%]	Erzeugungsmix <sup>63</sup> [%]
<b>Pflanzenöl (Rapsöl)</b>	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	50	1	13,2
<b>Pflanzenöl (Palmöl)</b>	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	50	1	0,0
<b>Flüssige biogene Stoffe (Industrie)</b>	DT-Entnahmekondensationsmaschine	13. BImSchV	73	1	6,7
<b>Biodiesel (Landwirtschaft)</b>	Motor		100	0	66,0
<b>HVO (Landwirtschaft)</b>	Motor		100	0	14,1

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 5.0 (IINAS, 2020), BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016), (UBA, 2012), (BLE, 2024) und (StBa, 2023c)

<sup>60</sup> HVO -Hydrotreated Vegetable Oils

<sup>61</sup> DT - Dampfturbine

<sup>62</sup> eigene Annahmen auf Basis von BioEM (IFEU, 2016)

<sup>63</sup> eigene Annahmen auf Basis von (UBA, 2012) (BLE, 2024)

Die Verstromung von Pflanzenölen erfolgt überwiegend in umgerüsteten Diesel-Serienmotoren. Die Stromkennzahlen steigen mit zunehmender Anlagenleistung an, d. h. kleinere Blockheizkraftwerke unter 50 kW<sub>el</sub> erzeugen proportional mehr Wärme als Strom, während größere Aggregate ab 300 bis 400 kW<sub>el</sub> 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, 2025a) 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 <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[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	2,115	1,962	0,004	0,000	0,003	0,001	0,002	0,000	0,002	0,000
Gesamt	143,195	79,722	0,156	0,223	0,970	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	2,115	1,962	0,004	0,000	0,003	0,001	0,002	0,000	0,002	0,000
Gesamt	109,191	61,362	0,578	0,119	1,339	0,272	1,534	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	3,132	2,906	0,006	0,000	0,004	0,002	0,003	0,000	0,003	0,000
Gesamt	4,018	2,906	0,016	0,002	0,712	0,002	1,020	0,024	0,146	0,010
Biodiesel / HVO - Motor										
Vorkette	51,631	32,002	0,133	0,060	0,256	0,112	0,206	0,020	0,038	0,011
Direkte	2,922	0,000	0,005	0,011	1,007	0,001	1,445	0,147	1,009	0,193
fremd. Hilfsenergie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Brennstoff / Technik	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Gesamt</b>	<b>54,554</b>	<b>32,002</b>	<b>0,138</b>	<b>0,071</b>	<b>1,263</b>	<b>0,113</b>	<b>1,652</b>	<b>0,167</b>	<b>1,047</b>	<b>0,204</b>

Quelle: UBA auf Basis von BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016) und Daten der BLE für das Jahr 2022

#### 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 Treibhausgaseneffekt vermeidet die Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöl) 3.248 t CO<sub>2</sub>-Äq. Treibhausgasemissionen mit einem spezifischen Treibhausgas-Vermeidungsfaktor von ca. 11 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Emissionen aus Landnutzungsänderungen aufgrund des Anbaus von Energiepflanzen zur Pflanzenölgewinnung nicht enthalten sind (vgl. Kapitel 2.3.2). Flüssige Biomasse, die in der Industrie zur Wärmebereitstellung eingesetzt wird, trägt mit 32.567 t CO<sub>2</sub>-Äq. (224 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>) zur Treibhausgasvermeidung bei. Durch den im Bereich Landwirtschaft eingesetzten Biodiesel bzw. eingesetztem HVO werden ca. 420.128 t CO<sub>2</sub>-Äq. Treibhausgasemissionen vermieden. Entsprechend den Verbrauchsmengen ergibt sich ein Treibhausgas-Vermeidungsfaktor von netto 245 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe zeigt sich, dass insbesondere die Emissionen von Stickstoffoxiden 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]
CO <sub>2</sub> -Äq.	46.906	43.658	3.248	10,65
CO <sub>2</sub>	42.848	24.306	18.542	60,82
CH <sub>4</sub>	133	47	86	0,28
N <sub>2</sub> O	1	68	-67	-0,22
SO <sub>2</sub> -Äq.	52	296	-244	-0,80
SO <sub>2</sub>	27	25	2	0,01
NO <sub>x</sub>	36	389	-353	-1,16
Staub	6	12	-6	-0,02
CO	145	65	81	0,26
NMVOC	8	10	-1	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]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>33.152</b>	<b>585</b>	<b>32.567</b>	<b>223,83</b>
CO <sub>2</sub>	30.283	423	29.861	205,23
CH <sub>4</sub>	94	2	92	0,63
N <sub>2</sub> O	1	0	1	0,00
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>37</b>	<b>104</b>	<b>-67</b>	<b>-0,46</b>
SO <sub>2</sub>	19	0	19	0,13
NO <sub>x</sub>	26	148	-123	-0,84
Staub	4	4	1	0,01
CO	103	21	81	0,56
NMVOC	6	2	4	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]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>517.313</b>	<b>97.185</b>	<b>420.128</b>	<b>244,88</b>
CO <sub>2</sub>	513.197	52.255	460.943	268,67
CH <sub>4</sub>	128	366	-238	-0,14
N <sub>2</sub> O	2	131	-129	-0,08
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>588</b>	<b>2.227</b>	<b>-1.639</b>	<b>-0,96</b>
SO <sub>2</sub>	356	220	135	0,08
NO <sub>x</sub>	333	2.881	-2.547	-1,48
Staub	48	293	-245	-0,14
CO	160	1.800	-1.640	-0,96
NMVOC	147	351	-204	-0,12

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 (Daniel-Gromke, et al., 2025). Mit dem EEG 2012 war eine Mindestwärmenutzung (Fermenterbeheizung eingeschlossen) von 60 Prozent verpflichtend, sofern nicht eine Direktvermarktung des produzierten Stroms erfolgt.

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 (Völler & Reinholz, 2025).

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 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 BMW-E-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMW, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>64</sup>

Die angegebene Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse - anders als bei den vorstehenden Angaben zu Haushalten und Industrie (vgl. Kapitel 5.1 und 5.2) - bezieht sich 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**

	2024 [GWh]
<b>gasförmige Biomasse gesamt</b>	<b>22.591</b>
davon Biogas	15.432
davon Biomethan	4.768
davon Klärgas	2.330
davon Deponiegas	62

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

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 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.

<sup>64</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

### 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 (Scheftelowitz, et al., 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.

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

Für die Quantifizierung der Substitutionsfaktoren von Biogas ist relevant, wie die Wärme konkret genutzt wird. Im Sinne eines konservativen Vorgehens wurden für Trocknungsprozesse (Gärreste, Holz und Weiteres, die etwa 30 Prozent der gesamten genutzten Wärme ausmachen) keine Substitutionseffekte veranschlagt.

Bei Biomethan wird davon ausgegangen, dass Biomethan auf Grund seiner stofflichen Eigenschaften und der Einspeisung in das Erdgasnetz insgesamt Erdgas substituiert. Auch Klärgas- und Deponiegas-BHKW substituieren in der Regel Erdgas-betriebene BHKW, so dass auch für diese Brennstoffe Erdgas als Substitut angesetzt wird.

**Tabelle 87: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse**

	Öl [%]	Gas [%]	Steinkohle [%]	Braunkohle [%]	Strom [%]	Fernwärme [%]
<b>Biogas</b>	37,0	11,0	0,5	0,1	5,0	16,0
<b>Biomethan</b>	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Klärgas</b>	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Deponiegas</b>	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: eigene Setzung in Anlehnung an (Scheftelowitz, et al., 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 59) sowie den Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60) 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, 2025a) verwendeten brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb wurden im Rahmen eines Messprojekts für Biogasanlagen abgeleitet (Liebetrau, et al., 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 Nutzungspaths ableiten (vgl. Tabelle 88), ergänzt. Die in den Vorketten enthaltenen Methanemissionen aus Gärrestlagern wurden dabei so modifiziert, sodass sie den im Treibhausgasinventar (UBA, 2025a) verwendeten Schätzwerten nach (Rösemann, et al., 2016) für die einzelnen Erzeugungspfade entsprechen. Die weitere Umrechnung in die funktionelle Einheit Endenergie kWh<sub>el</sub> 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. Wird bei für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan das Gärsubstrat Gülle oder Mist verwendet, wird auf Grundlage der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) (in der Tabelle als RED II abgekürzt) ein Bonus in Höhe von 162 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh angerechnet.

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

Brennstoff	Technik <sup>65</sup>	Immissionsschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigen- strom- bedarf <sup>66</sup> [%]	Erzeu- gungs- mix <sup>67</sup> [%]
<b>Biogas (Energiepflanzen)</b>	Verbrennungsmotor BHKW	TA-Luft	115	2	33,1
<b>Biogas (Energiepflanzen)</b>	Verbrennungsmotor BHKW	nach Baurecht ge- nehmigt	115	2	17,2
<b>Biogas (Gülle)</b>	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	115	2	7,4
<b>Biogas (Gülle)</b>	Verbrennungs- motor BHKW	Nach Baurecht ge- nehmigt	115	2	3,9
<b>Biogas (Abfall, Reststoff)</b>	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	115	2	6,7
<b>Biomethan (Energiepflanzen)</b>	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	116	7	18,2

<sup>65</sup> BHKW: Blockheizkraftwerk

<sup>66</sup> eigene Annahmen auf Basis von BioEm (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016)

<sup>67</sup> eigene Annahmen auf Basis von (Scheftelowitz, et al., 2015) und Destatis (StBa, 2023c) (StBa, 2024b)

Brennstoff	Technik <sup>65</sup>	Immissionsschutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Methode) [%]	Eigen- strom- bedarf <sup>66</sup> [%]	Erzeu- gungs- mix <sup>67</sup> [%]
<b>Biomethan (Gülle)</b>	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	116	7	1,1
<b>Biomethan (Abfall, Reststoff)</b>	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	116	7	1,8
<b>Klärgas</b>	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	109	2	8,7
<b>Klärgas</b>	Kessel		80	2	1,6
<b>Deponiegas</b>	Verbrennungs- motor BHKW	TA-Luft	109	2	0,3

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis (UBA, et al., 2012), BioEm (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 2016), (DBFZ, 2024) und Destatis (StBa, 2023c) (StBa, 2024b)

**Tabelle 89: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse**

Brennstoff / Technik	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVO C
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Biogas (Energiepflanzen) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	98,782	22,309	1,571	0,123	0,113	0,019	0,135	0,007	0,039	0,013
Direkte	51,038	0,000	1,770	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	4,892	4,538	0,010	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,005	0,000
Gesamt	154,712	26,847	3,351	0,128	0,817	0,303	0,738	0,028	0,523	0,047
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	51,038	0,000	1,770	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	4,892	4,538	0,010	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,005	0,000
Gesamt	171,549	25,418	3,801	0,150	0,809	0,302	0,729	0,027	0,496	0,070
Biogas (Gülle) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft										
Vorkette	66,566	2,643	2,282	0,000	0,016	0,001	0,021	0,000	0,004	0,001
Direkte	51,038	0,000	1,770	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	4,892	4,538	0,010	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,005	0,000
Güllebonus nach RED II	-162,00									
Gesamt	-39,504	7,182	4,062	0,006	0,719	0,285	0,623	0,021	0,487	0,035
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	51,038	0,000	1,770	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033

Brennstoff / Technik	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVO C
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
fremd. Hilfsenergie	4,892	4,538	0,010	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,005	0,000
Güllebonus nach RED II	-162,00									
<b>Gesamt</b>	<b>27,399</b>	<b>7,202</b>	<b>4,193</b>	<b>0,245</b>	<b>0,719</b>	<b>0,285</b>	<b>0,624</b>	<b>0,021</b>	<b>0,487</b>	<b>0,035</b>
<b>Biogas (Abfall, Reststoff) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft</b>										
Vorkette	44,600	1,626	1,534	0,000	0,010	0,001	0,013	0,000	0,002	0,001
Direkte	51,038	0,000	1,770	0,006	0,697	0,281	0,598	0,020	0,479	0,033
fremd. Hilfsenergie	4,892	4,538	0,010	0,000	0,006	0,003	0,005	0,000	0,005	0,000
<b>Gesamt</b>	<b>100,530</b>	<b>6,164</b>	<b>3,314</b>	<b>0,006</b>	<b>0,713</b>	<b>0,284</b>	<b>0,615</b>	<b>0,021</b>	<b>0,486</b>	<b>0,034</b>
<b>Biomethan (Energiepflanzen) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft</b>										
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	35,527	32,956	0,070	0,002	0,045	0,018	0,038	0,002	0,036	0,002
<b>Gesamt</b>	<b>166,173</b>	<b>56,032</b>	<b>2,677</b>	<b>0,133</b>	<b>0,324</b>	<b>0,039</b>	<b>0,409</b>	<b>0,011</b>	<b>0,218</b>	<b>0,030</b>
<b>Biomethan (Gülle) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft</b>										
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	35,527	32,956	0,070	0,002	0,045	0,018	0,038	0,002	0,036	0,002
Güllebonus nach RED II	-162,00									
<b>Gesamt</b>	<b>-28,625</b>	<b>35,692</b>	<b>3,415</b>	<b>0,008</b>	<b>0,223</b>	<b>0,021</b>	<b>0,290</b>	<b>0,003</b>	<b>0,182</b>	<b>0,017</b>
<b>Biomethan (Abfall, Reststoff) - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft</b>										
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	35,527	32,956	0,070	0,002	0,045	0,018	0,038	0,002	0,036	0,002
<b>Gesamt</b>	<b>110,454</b>	<b>34,630</b>	<b>2,650</b>	<b>0,006</b>	<b>0,218</b>	<b>0,020</b>	<b>0,284</b>	<b>0,003</b>	<b>0,181</b>	<b>0,017</b>
<b>Klärgas - Kessel</b>										
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	3,415	3,168	0,007	0,000	0,004	0,002	0,004	0,000	0,003	0,000
<b>Gesamt</b>	<b>36,362</b>	<b>3,168</b>	<b>1,131</b>	<b>0,006</b>	<b>0,421</b>	<b>0,110</b>	<b>0,446</b>	<b>0,016</b>	<b>0,651</b>	<b>0,061</b>
<b>Klärgas - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft</b>										
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	4,650	4,313	0,009	0,000	0,006	0,002	0,005	0,000	0,005	0,000
<b>Gesamt</b>	<b>37,597</b>	<b>4,313</b>	<b>1,133</b>	<b>0,006</b>	<b>0,422</b>	<b>0,110</b>	<b>0,448</b>	<b>0,016</b>	<b>0,653</b>	<b>0,062</b>
<b>Deponiegas - Verbrennungsmotor BHKW - TA-Luft</b>										
Vorkette	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Brennstoff / Technik	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVO C
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Direkte	32,947	0,000	1,124	0,006	0,422	0,144	0,400	0,004	0,644	0,035
fremd. Hilfsenergie	4,542	4,213	0,009	0,000	0,006	0,002	0,005	0,000	0,005	0,000
Gesamt	37,489	4,213	1,133	0,006	0,428	0,146	0,404	0,004	0,649	0,035

Quelle: UBA auf Basis von BioEM (Fehrenbach, Köppen, Markwardt, & Vogt, 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 ca. 4,0 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermiedenen Treibhausgasemissionen zum Klimaschutz bei. Hiervon sind ca. 80 Prozent auf die Wärmebereitstellung aus Biogas und Biomethan und ca. 20 Prozent auf die Wärmebereitstellung aus Klär- bzw. Deponiegas zurückzuführen.

Die Relevanz der Vorkettenemissionen für den Energiepflanzenanbau zeigt sich in der deutlichen Differenz zwischen dem spezifischen Treibhausgas-Vermeidungsfaktor (ohne Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel 2.3.2) von Biogas und Biomethan (ca. 169 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub> bzw. 145 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>) im Vergleich zu denjenigen von Klär- und Deponiegas (310 bzw. 317 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>) (vgl. Tabelle 90, Tabelle 91, Tabelle 92, Tabelle 93). Aufgrund der heterogenen 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 SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> ist allerdings anzumerken, dass vermiedene NH<sub>3</sub>-Emissionen aus alternativer Güllelagerung und -ausbringung aufgrund der in Kapitel 2 dargelegten Systemgrenzen an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden konnten. Weiterhin sind diffuse Methanemissionen der Deponien nicht in der Emissionsbilanzierung berücksichtigt.

**Tabelle 90: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biogas**

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO <sub>2</sub> -Äq.	4.538.255	1.934.819	2.603.436	168,70
CO <sub>2</sub>	4.345.913	327.415	4.018.498	260,40
CH <sub>4</sub>	6.109	55.335	-49.226	-3,19
N <sub>2</sub> O	80	1.776	-1.695	-0,11
SO <sub>2</sub> -Äq.	4.183	12.168	-7.985	-0,52
SO <sub>2</sub>	1.584	4.597	-3.014	-0,20
NO <sub>x</sub>	3.735	10.878	-7.143	-0,46
Staub	433	399	34	0,00
CO	3.430	7.817	-4.387	-0,28
NMVO C	624	760	-136	-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]
CO <sub>2</sub> -Äq.	1.410.881	720.167	690.714	144,88
CO <sub>2</sub>	1.275.098	253.217	1.021.881	214,34
CH <sub>4</sub>	4.772	12.938	-8.166	-1,71
N <sub>2</sub> O	8	549	-541	-0,11
SO <sub>2</sub> -Äq.	822	1.474	-652	-0,14
SO <sub>2</sub>	161	175	-14	0,00
NO <sub>x</sub>	950	1.867	-917	-0,19
Staub	159	46	112	0,02
CO	479	1.016	-537	-0,11
NMVOC	144	133	11	0,00

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]
CO <sub>2</sub> -Äq.	810.185	87.148	723.037	310,37
CO <sub>2</sub>	778.040	9.643	768.397	329,84
CH <sub>4</sub>	1.063	2.640	-1.577	-0,68
N <sub>2</sub> O	9	14	-5	0,00
SO <sub>2</sub> -Äq.	669	983	-314	-0,13
SO <sub>2</sub>	252	257	-5	0,00
NO <sub>x</sub>	599	1.043	-444	-0,19
Staub	61	37	25	0,01
CO	813	1.520	-707	-0,30
NMVOC	113	143	-30	-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]
CO <sub>2</sub> -Äq.	21.787	2.307	19.480	316,52
CO <sub>2</sub>	20.923	259	20.663	335,75
CH <sub>4</sub>	29	70	-41	-0,67
N <sub>2</sub> O	0	0	0	0,00
SO <sub>2</sub> -Äq.	18	26	-8	-0,14

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
SO <sub>2</sub>	7	9	-2	-0,04
NO <sub>x</sub>	16	25	-9	-0,14
Staub	2	0	1	0,02
CO	22	40	-18	-0,29
NMVOC	3	2	1	0,01

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 (Richtlinie 2009/28/EG) zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europäische Union, 2009) und deren Neufassung Richtlinie (EU) 2018/2001 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 (Hoffmann, et al., 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 BMW-E-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMWE, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>68</sup>

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) bezieht sich 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

<sup>68</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

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

**Tabelle 94: Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls**

	2024 [GWh]
Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	14.535

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

### 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 Anteil des Siedlungsabfalls	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	Immissions-schutz	th. NG (nach Allokation bei KWK gem. Finnischer Me- thode) [%]	Eigen- strom- bedarf <sup>69</sup> [%]	Erzeu- gungs- mix [%]
biogener Anteil des Ab-falls	DT <sup>70</sup> -Entnahmekon-densationsmaschine	17. BImSchV	75	2	100

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 5.0 (IINAS, 2020), (UBA, et al., 2012) und (StBa, 2023c)

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

	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVO C
	[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 CO<sub>2</sub>-Äq. vermiedenen Treibhausgasemissionen zum Klimaschutz bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt wie bei allen Abfallstoffen relativ hoch bei ca. 245 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>. 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.

<sup>69</sup> eigene Annahmen auf der Basis von (StBa, 2024)

<sup>70</sup> 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]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>3.586.734</b>	<b>19.277</b>	<b>3.567.457</b>	<b>245,44</b>
CO <sub>2</sub>	3.290.313	0	3.290.313	226,37
CH <sub>4</sub>	9.946	94	9.851	0,68
N <sub>2</sub> O	68	63	5	0,00
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>3.483</b>	<b>1.952</b>	<b>1.531</b>	<b>0,11</b>
SO <sub>2</sub>	1.175	167	1.008	0,07
NO <sub>x</sub>	3.316	2.564	752	0,05
Staub	686	12	674	0,05
CO	875	251	624	0,04
NMVOC	478	13	466	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 unverglas-ten Systemen, die im Wesentlichen aus schwarzen Kunststoffrohren bestehen, wurden in Deutschland insbesondere seit Mitte der 1990er Jahre in erheblichem Umfang verglaste Kollektorsysteme instal-liert. Diese Systeme ermöglichen eine deutliche Temperaturerhöhung gegenüber der Umgebung und lassen sich im Wesentlichen in Hinblick auf die Bauart der Kollektoren und den Einsatzbereich unter-scheiden. 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 Warm-wassererzeugung die Regel. Seit dem Jahr 2000 fanden jedoch immer mehr Kombisysteme zur Warm-wassererzeugung und Heizungsunterstützung Verbreitung. Seit 2008 waren die Zubauraten laut Anga-ben des Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar, 2024) sowohl bei den Kombisystemen als auch bei den Anlagen zur ausschließlichen Warmwassererzeugung rückläufig. Trotz kurzzeitig stei-gender Zubauraten 2020 und 2022 setzte sich der insgesamt rückläufige Trend auch in den letzten Jahren fort (Sandrock & Bröer, 2025).

### 5.7.1 Endenergiebereitstellung

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus Solarthermie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Ener-gien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kapitel 2.2.1). Der in Tabelle 99 angegebene Daten-stand entspricht der BMW-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internatio-nale Entwicklung“ (BMWE, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>71</sup>

<sup>71</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dos-sier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

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, 2024).

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 (Sandrock & Bröer, 2025). 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, 2024). Bei der Berechnung wird ferner eine lineare Sterbekurve, ausgehend von einer durchschnittlichen Lebensdauer von 25 Jahren, für Flach- und Vakuumröhrenkollektoren zugrunde gelegt (Sandrock & Bröer, 2025). Darüber hinaus wurden Erkenntnisse bzgl. des Zu- und Abbaus von Schwimmbadabsorbern auf Basis eines Kurzgutachtes des Zentrums für Sonnenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) berücksichtigt.

**Tabelle 99: Wärmebereitstellung aus Solarthermie**

	2024 [GWh]
Solarthermie	8.795

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

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 Kreislumpumpe ( $2 \text{ kWh}_{\text{el}}$  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 <sup>72</sup> [%]	Erzeugungsmix <sup>73</sup> [%]
Flachkollektor	93	2,5	80,4
Vakuumröhrenkollektor	93	2,5	18,1
Schwimmbadabsorber	100	2,9	1,5

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 <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[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	9,926	9,207	0,020	0,001	0,013	0,005	0,011	0,001	0,010	0,001
Gesamt	20,651	19,011	0,050	0,001	0,061	0,033	0,041	0,015	0,117	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

<sup>72</sup> eigene Annahmen

<sup>73</sup> eigene Berechnung in Anlehnung an (BSW-Solar, 2024)

Technik	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
fremd. Hilfsenergie	9,926	9,207	0,020	0,001	0,013	0,005	0,011	0,001	0,010	0,001
<b>Gesamt</b>	<b>24,740</b>	<b>22,584</b>	<b>0,067</b>	<b>0,001</b>	<b>0,083</b>	<b>0,047</b>	<b>0,051</b>	<b>0,024</b>	<b>0,167</b>	<b>0,005</b>
<b>Solarthermie – Schwimmbadabsorber</b>										
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	12,380	11,484	0,025	0,001	0,016	0,006	0,013	0,001	0,013	0,001
<b>Gesamt</b>	<b>18,064</b>	<b>17,087</b>	<b>0,027</b>	<b>0,001</b>	<b>0,037</b>	<b>0,013</b>	<b>0,034</b>	<b>0,002</b>	<b>0,019</b>	<b>0,014</b>

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 2,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Treibhausgasemissionen. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt bei ca. 272 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>, 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 wirkenden Luftschadstoffe trägt die solarthermische Wärmebereitstellung durch ihren emissionsfreien Betrieb erheblich zur Entlastung bei. Dies gilt auch für weitere Luftschadstoffe wie Kohlenstoffmonoxid 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 [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
CO <sub>2</sub> -Äq.	2.580.421	187.789	2.392.632	272,03
CO <sub>2</sub>	2.417.161	172.636	2.244.525	255,19
CH <sub>4</sub>	5.557	463	5.094	0,58
N <sub>2</sub> O	29	8	21	0,00
SO <sub>2</sub> -Äq.	1.929	569	1.360	0,15
SO <sub>2</sub>	581	309	271	0,03
NO <sub>x</sub>	1.937	373	1.564	0,18
Staub	254	147	107	0,01
CO	1.092	1.098	-6	0,00
NMVOC	309	40	268	0,03

Quelle: Eigene Berechnungen

## 5.8 Umgebungswärme: Umweltwärme<sup>74</sup> und oberflächennahe Geothermie

Der Begriff Umgebungswärme<sup>75</sup> 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.

Im Gebäudeneubau wurden zunehmend Luft-Wasser-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 BMW-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMW, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>76</sup>

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 bereitgestellten Heizwärme, da 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 basiert 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 und wurde durch das Fraunhofer-ISE weiterentwickelt (Wapler J. K., 2025). Das erarbeitete, nach Inbetriebnahmejahr, 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, 2024).

Technologiespezifisch stellt sich der im Folgenden zusammengefasst dargestellte Wärmepumpen-Mix wie folgt dar (vgl. Tabelle 106): Die insgesamt durch Wärmepumpen regenerativ bereitgestellte Heizwärmemenge wurde im Jahr 2024 nahezu vollständig durch elektrisch betriebene Wärmepumpen erzeugt, zu rund 71 Prozent durch Luft/Wasser-, zu 22 Prozent durch Sole/Wasser-, zu 4 Prozent durch

---

<sup>74</sup> durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme (Luft/Wasser-, Wasser/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen sowie Brauchwasser- und Gas-Wärmepumpen)

<sup>75</sup> Abweichend von der vorliegenden Definition wird „Umgebungswärme“ vielfach mit Umweltwärme gleichgesetzt.

<sup>76</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

Wasser/Wasser- und zu rund 2 Prozent durch Brauchwasser-Wärmepumpen zur reinen Warmwasserversorgung. Gasbetriebene Wärmepumpen (nicht weiter nach Technologie differenziert) trugen einen Anteil von rund 1 Prozent bei (AGEE-Stat auf Basis (GZB, 2017) (Wapler J. K., 2025)).

**Tabelle 104: Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen**

	2024 [GWh]
<b>Wärmepumpen-Mix</b>	19.791

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

### 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 strombasierten 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 [%]
<b>Wärmepumpen-Mix</b>	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 2024 für elektrische Luft-Wasser-WP 3,6 / Sole-Wasser-WP 3,9 / Wasser-Wasser-WP 3,9 / Brauchwasser-WP 3,3 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 (Icha & Lauf, 2025)(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 Leakage von teilfluorierten Arbeitsmitteln sein. Mangels belastbarer Daten und aufgrund gewählter Systemgrenzen (vgl. Kapitel 2.3.2) 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 <sup>77</sup> [%]	Erzeugungsmix <sup>78</sup> [%]
Elektro-WP– aerothermisch (Luft-Wasser)	28	71,0
Elektro-WP– aerothermisch (reine Brauchwasser-WP)	30	1,6
Erdgas-WP alle Wärmequellen	2	1,2
Elektro-WP – geothermisch (Sole-Wasser)	25	21,9
Elektro-WP - hydrothermisch (Wasser-Wasser)	26	4,3

Quelle: UBA auf der Basis von (GZB, 2017)

**Tabelle 107: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen**

	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	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	131,814	122,275	0,261	0,008	0,167	0,069	0,142	0,007	0,133	0,009
Gesamt	145,591	135,287	0,287	0,009	0,203	0,080	0,176	0,016	0,268	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

<sup>77</sup> eigene Berechnung auf Basis (GZB, 2017)

<sup>78</sup> eigene Berechnung auf Basis (GZB, 2017) und (BWP, 2024)

	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Direkte</b>	<b>0,000</b>	0,000	0,000	0,000	<b>0,000</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>fremd. Hilfsenergie</b>	<b>130,080</b>	120,666	0,258	0,008	<b>0,165</b>	0,068	0,140	0,007	0,132	0,009
<b>Gesamt</b>	<b>143,856</b>	<b>133,678</b>	<b>0,284</b>	<b>0,008</b>	<b>0,201</b>	<b>0,079</b>	<b>0,175</b>	<b>0,016</b>	<b>0,266</b>	<b>0,028</b>
<b>Erdgas-Wärmepumpe - Luft/Wasser</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>44,677</b>	24,577	0,709	0,001	<b>0,084</b>	0,009	0,108	0,008	0,103	0,033
<b>Direkte</b>	<b>0,000</b>	0,000	0,000	0,000	<b>0,000</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>fremd. Hilfsenergie</b>	<b>8,538</b>	7,920	0,017	0,001	<b>0,011</b>	0,004	0,009	0,000	0,009	0,001
<b>Gesamt</b>	<b>53,215</b>	<b>32,497</b>	<b>0,726</b>	<b>0,001</b>	<b>0,094</b>	<b>0,013</b>	<b>0,117</b>	<b>0,008</b>	<b>0,112</b>	<b>0,033</b>
<b>Elektro- Wärmepumpe, Umgebungswärme – geothermisch – Sole/Wasser</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>31,353</b>	29,913	0,045	0,001	<b>0,089</b>	0,030	0,086	0,017	0,180	0,026
<b>Direkte</b>	<b>0,000</b>	0,000	0,000	0,000	<b>0,000</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>fremd. Hilfsenergie</b>	<b>112,384</b>	104,251	0,223	0,007	<b>0,142</b>	0,058	0,121	0,006	0,114	0,007
<b>Gesamt</b>	<b>143,738</b>	<b>134,164</b>	<b>0,268</b>	<b>0,008</b>	<b>0,232</b>	<b>0,088</b>	<b>0,207</b>	<b>0,023</b>	<b>0,294</b>	<b>0,033</b>
<b>Elektro- Wärmepumpe, Umgebungswärme – hydrothermisch – Wasser/Wasser</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>41,059</b>	38,758	0,073	0,001	<b>0,133</b>	0,051	0,118	0,025	0,278	0,023
<b>Direkte</b>	<b>0,000</b>	0,000	0,000	0,000	<b>0,000</b>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>fremd. Hilfsenergie</b>	<b>113,536</b>	105,319	0,225	0,007	<b>0,144</b>	0,059	0,122	0,006	0,115	0,008
<b>Gesamt</b>	<b>154,595</b>	<b>144,076</b>	<b>0,298</b>	<b>0,008</b>	<b>0,277</b>	<b>0,110</b>	<b>0,240</b>	<b>0,032</b>	<b>0,393</b>	<b>0,030</b>

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis (GZB, 2017), (Icha & Lauf, 2025), GEMIS 5.0 (IINAS, 2020)

#### 5.8.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

In der Wirkungskategorie Treibhauseffekt werden netto knapp 4,0 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Treibhausgasemissionen durch oberflächennahe Geothermie und Umgebungswärme vermieden. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt technologieübergreifend im Mittel bei ca. 200 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>, 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, Stickstoffoxide und Staub; dies gilt vor allem auch für Schwefeloxide und Kohlenstoffmonoxid. In Tabelle 108, Tabelle 109, 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-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>4.998.922</b>	<b>2.090.547</b>	<b>2.908.375</b>	<b>146,96</b>
CO <sub>2</sub>	4.824.684	1.942.597	2.882.087	145,63
CH <sub>4</sub>	5.471	4.128	1.344	0,07
N <sub>2</sub> O	79	122	-43	0,00
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>4.237</b>	<b>2.915</b>	<b>1.322</b>	<b>0,07</b>
SO <sub>2</sub>	1.476	1.151	326	0,02
NO <sub>x</sub>	3.966	2.534	1.432	0,07
Staub	348	234	114	0,01
CO	2.313	3.850	-1.537	-0,08
NMVOC	636	411	225	0,01

Quelle: Eigene Berechnungen

**Tabelle 109: Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Erdgas-Wärmepumpe, erneuerbarer Anteil)<sup>79</sup>**

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermeidungs- faktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>82.218</b>	<b>12.571</b>	<b>69.647</b>	<b>294,83</b>
CO <sub>2</sub>	79.352	7.677	71.675	303,42
CH <sub>4</sub>	90	172	-82	-0,35
N <sub>2</sub> O	1	0	1	0,00
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>70</b>	<b>22</b>	<b>47</b>	<b>0,20</b>
SO <sub>2</sub>	24	3	21	0,09
NO <sub>x</sub>	65	28	38	0,16
Staub	6	2	4	0,02
CO	38	26	12	0,05
NMVOC	10	8	3	0,01

Quelle: Eigene Berechnungen

<sup>79</sup> 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]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>1.511.195</b>	<b>624.097</b>	<b>887.098</b>	<b>204,31</b>
CO <sub>2</sub>	1.458.522	582.527	875.995	201,75
CH <sub>4</sub>	1.654	1.165	489	0,11
N <sub>2</sub> O	24	34	-10	0,00
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>1.281</b>	<b>1.007</b>	<b>274</b>	<b>0,06</b>
SO <sub>2</sub>	446	382	64	0,01
NO <sub>x</sub>	1.199	898	301	0,07
Staub	105	101	4	0,00
CO	699	1.277	-577	-0,13
NMVOC	192	143	49	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]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>295.719</b>	<b>131.351</b>	<b>164.367</b>	<b>193,45</b>
CO <sub>2</sub>	285.411	122.414	162.997	191,84
CH <sub>4</sub>	324	253	70	0,08
N <sub>2</sub> O	5	7	-2	0,00
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>251</b>	<b>235</b>	<b>16</b>	<b>0,02</b>
SO <sub>2</sub>	87	93	-6	-0,01
NO <sub>x</sub>	235	204	31	0,04
Staub	21	27	-6	-0,01
CO	137	334	-197	-0,23
NMVOC	38	26	12	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 (Agemar, Weber, & Schulze, GeotIS: Geothermische Standorte - Deep Geothermal Energy Production in Germany, 2024) waren im Jahr 2024 etwa 40 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 etwa 454 MW<sub>th</sub>.

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 BMW-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMW, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>80</sup>

Tabelle 112: Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

	2024 [GWh]
Tiefengeothermie	1.915

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

Die Angaben zur Wärmebereitstellung beruhen auf einer Berechnung des Geothermischen Informationssystems (Agemar, Weber, & Schulze, GeotIS: Geothermische Standorte - Deep Geothermal Energy Production in Germany, 2024) zur Direktwärmenutzung aus geothermischen Heizwerken und Heizkraftwerken in Deutschland (Agemar, Weber, & Schulz, Deep Geothermal Energy Production in Germany – Energies, 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 Prozent 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

<sup>80</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

Kondensations- und KWK-Betrieb) (Tabelle 59) sowie die Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Tabelle 60) berechnen.

### 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<sub>th</sub>. 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 Rücklaufftemperatur 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 <sub>th</sub> ]	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 Prozent 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 <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[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	25,615	23,761	0,051	0,002	0,032	0,013	0,027	0,001	0,026	0,002
Gesamt	32,092	29,908	0,062	0,002	0,045	0,017	0,041	0,006	0,076	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. 572.000 t CO<sub>2</sub>-Äq. Treibhausgasemissionen vermieden. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt bei ca. 299 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh<sub>th</sub>, 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 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]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>633.128</b>	<b>61.458</b>	<b>571.669</b>	<b>298,51</b>
CO <sub>2</sub>	580.803	57.275	523.528	273,38
CH <sub>4</sub>	1.756	118	1.638	0,86
N <sub>2</sub> O	12	3	9	0,00
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>615</b>	<b>87</b>	<b>528</b>	<b>0,28</b>
SO <sub>2</sub>	207	32	176	0,09
NO <sub>x</sub>	585	78	507	0,26
Staub	121	11	110	0,06
CO	154	145	10	0,01
NMVOC	84	4	80	0,04

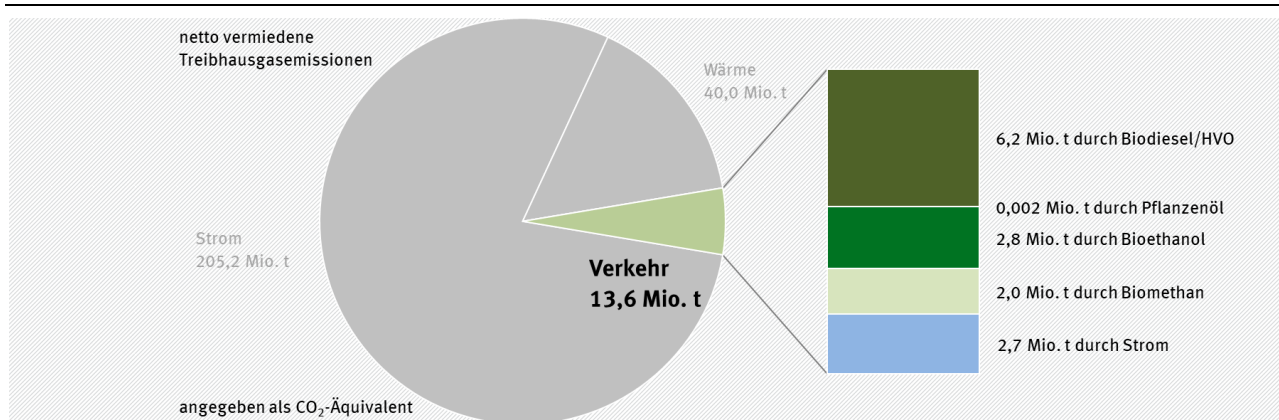
Quelle: Eigene Berechnungen

## 6 Erneuerbare Energien im Verkehrssektor

Die Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor (ohne Betrachtung des internationalen Verkehrs) erfolgte im Jahr 2024 im Wesentlichen durch den Einsatz von Biokraftstoffen (ca. 79 Prozent) und erneuerbarem Strom (ca. 21 Prozent) (AGEE-Stat, 2025). Weitere zum Kraftstoffsektor zählende erneuerbare Energieträger (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. Der Stromverbrauch im Verkehrssektor wird erstmalig in der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger abgebildet. Er beschränkt sich dabei auf den Stromverbrauch im Straßenverkehr.

Durch die Nutzung von Biokraftstoffen und Strom im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär) wurden im Jahr 2024 Treibhausgasemissionen in Höhe von annähernd 13,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.<sup>81</sup> vermieden. Von den drei untersuchten Sektoren (Strom, Wärme und Verkehr) trug der Verbrauch von Biokraftstoffen etwa 5 Prozent zur Netto-Gesamtemissionsvermeidung an Treibhausgasen bei. Die mit Abstand größte THG-Vermeidung durch Biokraftstoffe wurde durch den Einsatz von Biodiesel und hydrierten Pflanzenölen (Hydrotreated Vegetable Oils- HVO) erreicht (6,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.). Durch den Einsatz von Bioethanol und Biomethan resultierten Treibhausgaseinsparungen in Höhe von 2,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. bzw. 2,0 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Der Einsatz von Pflanzenöl hatte aufgrund der sehr geringen Menge nur einen marginalen Effekt (siehe Abbildung 19). Der Stromverbrauch im Straßenverkehr war mit Treibhausgasreduzierungen in einer Höhe von 2,7 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq verbunden. Emissionen aus indirekten Landnutzungsänderungen flossen in die Berechnungen nicht ein (vgl. Kap. 2.3.2).

**Abbildung 19: Anteil des EE-Verbrauchs im Verkehrssektor an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2024\***



\*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 2023 sowie keine Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel 2.3.2

Quelle: Eigene Darstellung

<sup>81</sup> Eine Anwendung der in Anhang III der RL (EU) 2018/2001 dokumentierten vorläufigen Werte in der UBA-Emissionsbilanz auf Basis der im Jahr 2024 in Deutschland im Verkehrsbereich eingesetzten Biokraftstoffe und deren THG-Emissionsfaktoren ergibt, dass sich die ohne Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen abgeleitete THG-Minderung von insgesamt 11 Mio. CO<sub>2</sub>-Äq. auf rund 10,3 Mio. CO<sub>2</sub>-Äq. (Spannbreite 10 bis 10,5 Mio. CO<sub>2</sub>-Äq.) um 7 Prozent (Spannbreite 9 bis 5 Prozent) verringert. (vgl. hierzu Kapitel 2.3.2)

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.

In den folgenden Abschnitten wird nacheinander die Emissionsbilanz der Biokraftstoffe Biodiesel/HVO, 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 Hydrotreated Vegetable Oils abgeleitet, auch HVO genannt) (DIN EN 15940) 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 BMW-Statistik „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMW, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>82</sup>

Die Daten beruhen auf den Angaben zum Absatz der Mineralölstatistik des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) sowie der THG-Quotenstatistik (BImSchG § 37a in Verbindung mit 38. BImSchV) bei den Reinkraftstoffen.

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 sowohl im Zuge von Beimischungen als auch – in geringerem Umfang jedoch – als Reinkraftstoff genutzt.

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

	2024 [GWh]
Biodiesel/HVO	21.235

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

<sup>82</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

### 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 im Wesentlichen als Mischkraftstoffe verwendet werden.

### 6.1.3 Emissionsfaktoren

Im Jahr 2023 (Werte für 2024 waren zum Zeitpunkt der Bilanzierung noch nicht veröffentlicht) fußte nach Angaben der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) der überwiegende Teil des verwendeten Biodiesels auf biogenen Abfällen, gefolgt von Rapsöl und dem Konglomerat aus Sonnenblumen / Soja und Äthiopischer Senf. HVO wurde im Wesentlichen auf Abfallbasis hergestellt (vgl. Tabelle 118). Größere Abweichung zu den Anteilswerten der Rohstoffbasis für das Berichtsjahr 2024 sind dabei nicht ausgeschlossen.

**Tabelle 118: Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Biodiesels/HVOs**

	Raps [%]	Sonnenblumen / Soja / (Äthiop. Senf) [%]	Palmöl [%]	Abfall/Reststoff [%]
<b>Biodiesel</b>	26,2	3,5	0,1	70,2
<b>HVO</b>	0,0	0,0	0,1	99,9
<b>Biodiesel/HVO-Mix</b>	21,7	2,9	0,1	74,8

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Daten der BLE für das Jahr 2023

Der UBA-Emissionsberechnung für Biodiesel/HVO liegen neben der Rohstoffbasis für das Jahr 2023 (Tabelle 118), die im Zuge der THG-Quote (BImSchG § 37a in Verbindung mit 38. BImSchV) 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, 2024) 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) 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: Primärenergiebezogene Biodiesel- und HVO-Emissionsfaktoren differenziert nach Art des Biokraftstoffs und Rohstoffbasis\***

Biodiesel / HVO	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Biodiesel (Raps)										
Vorkette	83,54	41,639	0,154	0,128	0,165	0,041	0,177	0,011	0,052	0,017
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,576	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014

Biodiesel / HVO	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Gesamt</b>	<b>83,54</b>	<b>41,64</b>	<b>0,154</b>	<b>0,128</b>	<b>0,741</b>	<b>0,043</b>	<b>1,003</b>	<b>0,018</b>	<b>0,202</b>	<b>0,031</b>
<b>Biodiesel (Sonnenblumen / Soja / Äthiopischer Senf)</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>52,29</b>	2,595	0,131	0,156	<b>0,528</b>	0,253	0,392	0,027	0,055	0,013
<b>Direkte</b>	<b>0,00</b>	0,00	0,000	0,000	<b>0,576</b>	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
<b>Gesamt</b>	<b>52,29</b>	<b>2,59</b>	<b>0,131</b>	<b>0,156</b>	<b>1,104</b>	<b>0,255</b>	<b>1,218</b>	<b>0,034</b>	<b>0,204</b>	<b>0,027</b>
<b>Biodiesel (Palmöl)</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>131,77</b>	97,037	0,225	0,098	<b>1,216</b>	0,545	0,959	0,106	0,118	0,033
<b>Direkte</b>	<b>0,00</b>	0,00	0,000	0,000	<b>0,576</b>	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
<b>Gesamt</b>	<b>131,77</b>	<b>97,04</b>	<b>0,225</b>	<b>0,098</b>	<b>1,792</b>	<b>0,547</b>	<b>1,784</b>	<b>0,113</b>	<b>0,267</b>	<b>0,046</b>
<b>Biodiesel (Abfall, Reststoff)</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>39,78</b>	37,508	0,080	0,001	<b>0,157</b>	0,081	0,109	0,010	0,028	0,007
<b>Direkte</b>	<b>0,00</b>	0,00	0,000	0,000	<b>0,576</b>	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
<b>Gesamt</b>	<b>39,78</b>	<b>37,51</b>	<b>0,080</b>	<b>0,001</b>	<b>0,733</b>	<b>0,082</b>	<b>0,935</b>	<b>0,016</b>	<b>0,178</b>	<b>0,021</b>
<b>HVO (Palmöl)</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>104,68</b>	60,357	0,607	0,098	<b>0,757</b>	0,334	0,604	0,070	0,086	0,024
<b>Direkte</b>	<b>0,00</b>	0,00	0,000	0,000	<b>0,576</b>	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
<b>Gesamt</b>	<b>104,68</b>	<b>60,36</b>	<b>0,607</b>	<b>0,098</b>	<b>1,333</b>	<b>0,336</b>	<b>1,430</b>	<b>0,077</b>	<b>0,236</b>	<b>0,037</b>
<b>HVO (Abfall, Reststoff)</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>43,86</b>	21,696	0,304	0,049	<b>0,317</b>	0,140	0,253	0,029	0,036	0,010
<b>Direkte</b>	<b>0,00</b>	0,00	0,000	0,000	<b>0,576</b>	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
<b>Gesamt</b>	<b>43,86</b>	<b>21,70</b>	<b>0,304</b>	<b>0,049</b>	<b>0,893</b>	<b>0,141</b>	<b>1,079</b>	<b>0,036</b>	<b>0,186</b>	<b>0,024</b>

\* keine Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel 2.3.2

Quelle: UBA auf Basis von ZSE (UBA, 2025a) und Daten der BLE für das Jahr 2023

Hier aufgeführte Werte sind im Rahmen der THG-Quote (BImSchG § 37a in Verbindung mit 38. BImSchV) bilanziert, von der BLE veröffentlicht worden und werden vom UBA als Grundlage für die Emissionsbilanzierung herangezogen. Anzumerken 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; Majer, et al., 2015; JRC, 2017; JRC, 2014) liegen. 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 (vgl. hierzu Abbildung 54 des Evaluationsberichts der BLE (BLE, 2024)). Daher sind die in Deutschland in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe bzgl. der Höhe der Treibhausgas-minderung als nicht typisch für die in Europa eingesetzten biogenen Kraftstoffe anzusehen.

Der in den Ländern der Europäischen Union stattfindende Rapsanbau zur Biodieselerstellung wird typischerweise nicht selbst bilanziert, sondern erfolgt i. d. R. auf Basis der NUTS2-Werte gemäß EE-RL-Artikel 19, Absatz 2. Diese beruhen derzeit noch auf Eingangswerten der Jahre 2006-2010 und entsprechen damit nicht dem derzeitigen Stand der Wissenschaft. Die Europäische Kommission hatte im

Jahr 2023 mitgeteilt, dass die bisherigen noch unter der RED I entwickelten und anerkannten NUTS2-Werte, nicht mehr gültig sind und hatte die Mitgliedstaaten aufgefordert, gemäß Artikel 31 Absatz 2 und 4 Richtlinie (EU) 2018/2001 neue NUTS2-Werte zur Anerkennung vorzulegen. Im Jahr 2024 erfolgte dementsprechend eine Neuberechnung der THG-Emissionen für den Anbau in Deutschland<sup>83</sup>, die für die THG-Gesamtbilanz der in Deutschland verwendeten Biokraftstoffe relevant sind. Vergleicht man die Ergebnisse der Neukalkulation mit den derzeit noch herangezogenen und diesen Berechnungen auch zugrundeliegenden Werten zeigt sich für den Rapsanbau deutliche Reduzierungen der THG-Emissionen. Da nun die Werte zwischen den NUTS2-Regionen deutlich stärker als bisher differieren, ist es jedoch schwierig, das zukünftige durchschnittliche THG-Emissionsniveau abzuschätzen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Anbauemissionen zukünftig etwa 20 Prozent unter dem derzeitigen Niveau liegen werden. Das wird sich dann auch in den Gesamt-THG-Emissionen von rapsbasierten Biodiesel widerspiegeln, da der Biomasseanbau die THG-Gesamtemissionen für rapsbasierten Biodiesel wesentlich bestimmt.

Die THG-Emissionsfaktoren von fossilem Dieselmotorkraftstoff (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 CO<sub>2</sub>-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.

Ggf. auftretende abweichende Emissionscharakteristika zwischen reinem Biodiesel/HVO gegenüber mineralischem Diesel werden in der Emissionsbilanz nicht berücksichtigt, da die Nutzung von reinem Biodiesel/HVO 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 geringen Veränderung der Motoremissionen auszugehen. Hierzu liegen ebenfalls keine abschließenden Untersuchungsergebnisse vor.

**Tabelle 120: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren von mineralischem Diesel**

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Dieselkraftstoff										
Vorkette	71,19	69,279	0,058	0,001	0,143	0,084	0,084	0,012	0,046	0,039
Direkte	271,23	267,53	0,013	0,013	0,576	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
Gesamt	342,42	336,81	0,070	0,014	0,719	0,085	0,910	0,018	0,195	0,053

Quelle: Basiswert auf Grundlage der 38. BImSchV § 10 angepasst mit GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) und ZSE (UBA, 2025a)

#### 6.1.4 Ergebnisse der Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Biodieselpreparierung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Mit Blick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch den Einsatz von Biodiesel und HVO insgesamt Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 6,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt knapp 291 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh bezogen auf den Gesamteinsatz.

<sup>83</sup> [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:L\\_202402666](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:L_202402666)

**Tabelle 121: Emissionsbilanz der Biodiesel-/HVO-Nutzung**

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto- Vermeidungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>7.237.106</b>	<b>1.067.128</b>	<b>6.169.978</b>	<b>290,56</b>
CO <sub>2</sub>	7.118.543	736.237	6.382.306	300,56
CH <sub>4</sub>	1.489	2.858	-1.368	-0,06
N <sub>2</sub> O	290	871	-581	-0,03
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>15.191</b>	<b>16.350</b>	<b>-1.159</b>	<b>-0,05</b>
SO <sub>2</sub>	1.802	1.878	-76	0,00
NO <sub>x</sub>	19.237	20.774	-1.537	-0,07
Staub	391	439	-48	0,00
CO	4.126	3.913	214	0,01
NMVOC	1.116	497	619	0,03

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 Methyl-tertiärer-Butylether (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 BMW-E-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMW, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung<sup>84</sup>. Die Daten beruhen auf den Angaben der Mineralölstatistik des BAFA.

**Tabelle 122: Bioethanolverbrauch im Verkehrssektor**

	2024 [GWh]
<b>Bioethanol</b>	9.112

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

### 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

<sup>84</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

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 2023 dar, da Daten für 2024 noch nicht vorliegen, werden diese auch hier angesetzt (vgl. Tabelle 123).

**Tabelle 123: Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Bioethanols**

	Abfall [%]	Mais [%]	Weitere Ge- treide-sorten [%]	Zuckerrüben [%]	Zuckerrohr [%]
<b>Bioethanol</b>	6,5	46,9	30,1	2,0	14,5

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten der BLE für das Jahr 2023

Der UBA-Emissionsberechnung für Bioethanol liegen neben der Rohstoffbasis für das Jahr 2023 (Tabelle 123) die im Zuge der THG-Quote (BImSchG § 37a in Verbindung mit 38. BImSchV) 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, 2024) 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) 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: Primärenergiebezogene Bioethanol-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis\***

Bioethanol	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Bioethanol (Abfall, Reststoff)										
Vorkette	31,30	28,537	0,092	0,002	0,067	0,021	0,066	0,004	0,023	0,005
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,135	0,001	0,193	0,003	3,241	0,199
Gesamt	31,30	28,54	0,092	0,002	0,203	0,023	0,258	0,008	3,264	0,204
Bioethanol (Mais)										
Vorkette	16,73	5,323	0,195	0,022	0,051	0,019	0,045	0,004	0,014	0,003
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,135	0,001	0,193	0,003	3,241	0,199
Gesamt	16,73	5,32	0,195	0,022	0,186	0,020	0,238	0,007	3,255	0,202
Bioethanol (Weitere Getreidesorten <sup>85</sup> )										
Vorkette	39,61	15,904	0,065	0,074	0,212	0,047	0,236	0,018	0,033	0,004

<sup>85</sup> Hauptsächlich Weizen sowie Roggen, Gerste, Triticale etc.

Bioethanol	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,135	0,001	0,193	0,003	3,241	0,199
Gesamt	39,61	15,90	0,065	0,074	0,348	0,048	0,429	0,021	3,274	0,203
<b>Bioethanol (Zuckerrüben)</b>										
Vorkette	68,42	42,157	0,199	0,071	0,189	0,040	0,214	0,017	0,064	0,010
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,135	0,001	0,193	0,003	3,241	0,199
Gesamt	68,42	42,16	0,199	0,071	0,325	0,041	0,406	0,021	3,305	0,209
<b>Bioethanol (Zuckerrohr)</b>										
Vorkette	55,69	33,045	0,340	0,048	1,082	0,406	0,967	0,105	0,502	0,175
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,135	0,001	0,193	0,003	3,241	0,199
Gesamt	55,69	33,04	0,340	0,048	1,218	0,407	1,159	0,109	3,743	0,375

\* keine Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel 2.3.2

Quelle: UBA auf Basis von ZSE (UBA, 2025a) und Daten der BLE für das Jahr 2023

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; Meisel, et al., 2015). Das in Deutschland zum Einsatz gelangende Bioethanol kommt aufgrund der hier bestehenden THG-Quote schwerpunktmäßig aus besonders energieeffizienten Anlagen, welche zum größten Teil strom- und wärmeverbrauchsreduziert arbeiten (vgl. hierzu Abbildung 54 des Evaluationsberichts der BLE (BLE, 2024)). 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 CO<sub>2</sub> gekennzeichnet. Daher ist das in Deutschland in Verkehr gebrachte Bioethanol bzgl. der Höhe der Treibhausgasminde rung eher auch nicht typisch für den europäischen Durchschnitt.

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 derzeit noch auf Eingangswerten der Jahre 2006-2010 und entsprechen damit nicht mehr dem Stand der Wissenschaft. Die Europäische Kommission hatte im Jahr 2023 mitgeteilt, dass die bisherigen noch unter der RED I entwickelten und anerkannten NUTS2-Werte, nicht mehr gültig sind und hatte die Mitgliedstaaten aufgefordert, gemäß Artikel 31 Absatz 2 und 4 Richtlinie (EU) 2018/2001 neue NUTS2-Werte zur Anerkennung vorzulegen. Im Jahr 2024 erfolgte dementsprechend eine Neuberechnung für Deutschland, die für die THG-Gesamtbilanz der in Deutschland verwendeten Biokraftstoffe relevant sind. Vergleicht man die Ergebnisse der Neukalkulation mit den derzeit noch herangezogenen und diesen Berechnungen auch zugrundeliegenden Werten zeigen sich für sämtliche Rohstoffe der Bioethanolherstellung deutliche Reduzierungen der THG-Emissionen. Da nun die Werte zwischen den NUTS2-Regionen nun deutlich stärker als bisher differieren, ist es jedoch schwierig das zukünftige durchschnittliche THG-Emissionsniveau abzuschätzen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Anbauemissionen zukünftig etwa 20 Prozent unter dem derzeitigen Niveau liegen werden. Das wird sich dann auch in den Gesamt-THG-Emissionen der einzelnen Bioethanolfade widerspielen, da der Biomasseanbau die THG-Gesamtemissionen wesentlich bestimmt.

Der THG-Emissionsfaktor von fossilem Ottokraftstoff (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 CO<sub>2</sub>-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: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren von Ottokraftstoff**

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Ottokraftstoffe										
Vorkette	72,33	70,168	0,062	0,002	0,174	0,104	0,100	0,014	0,052	0,520
Direkte	263,58	262,84	0,016	0,001	0,135	0,001	0,193	0,003	3,241	0,199
Gesamt	335,91	333,01	0,078	0,003	0,309	0,105	0,293	0,017	3,293	0,720

Quelle: Basiswert auf Grundlage 38. BImSchV §10 angepasst mit GEMIS 5.0 (IINAS, 2015) und ZSE (UBA, 2025a)

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 2,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 305 g CO<sub>2</sub>-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 Stickstoffoxid-, Staub- und Kohlenstoffmonoxid-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]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>3.060.802</b>	<b>284.795</b>	<b>2.776.007</b>	<b>304,65</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	3.034.402	134.627	2.899.776	318,24
<b>CH<sub>4</sub></b>	711	1.554	-842	-0,09
<b>N<sub>2</sub>O</b>	24	374	-349	-0,04
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>2.816</b>	<b>3.539</b>	<b>-724</b>	<b>-0,08</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	959	779	180	0,02
<b>NO<sub>x</sub></b>	2.667	3.953	-1.286	-0,14
<b>Staub</b>	152	241	-89	-0,01
<b>CO</b>	30.004	30.374	-371	-0,04
<b>NMVOC</b>	6.557	2.076	4.481	0,49

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 51605:2020-11) 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 BMW-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMW, 2025), die jährlich im vierten Quartal veröffentlicht wird. Zusätzlich erfolgt zum Februar/März eine Datenaktualisierung<sup>86</sup>.

Die Daten des Jahres 2024 beruhen auf Angaben der THG-Quotenstatistik unter Berücksichtigung der Schätzungen des Verbrauchs in der Landwirtschaft.

**Tabelle 127: Pflanzenölverbrauch**

	2024 [GWh]
Pflanzenöl	10

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

#### 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).

#### 6.3.3 Emissionsfaktoren

Der UBA-Emissionsberechnung für Pflanzenöl liegen neben der Rohstoffbasis für das Jahr 2023 (Werte für 2024 stehen noch nicht zur Verfügung (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	100	0,0	0,0

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten der BLE für das Jahr 2023

<sup>86</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

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) 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 (Thuncke, 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: Primärenergiebezogene Pflanzenöl-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis\***

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVO C
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Pflanzenöl (Raps)										
Vorkette	108,19	34,455	0,108	0,238	0,104	0,076	0,040	0,030	0,057	0,009
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,576	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
Gesamt	108,19	34,46	0,108	0,238	0,680	0,077	0,866	0,037	0,207	0,023
Pflanzenöl (Palmöl)										
Vorkette	106,19	59,400	0,564	0,117	0,628	0,270	0,515	0,069	0,082	0,024
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,576	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
Gesamt	106,19	59,40	0,564	0,117	1,204	0,271	1,341	0,076	0,232	0,038

\* keine Berücksichtigung von indirekten Landnutzungsänderungen, vgl. Kapitel 2.3.2

Quelle: UBA auf Basis von ZSE (UBA, 2025a) und Daten der BLE für das Jahr 2023

Der THG-Emissionsfaktor von fossilem Dieselmotorkraftstoff (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 CO<sub>2</sub>-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: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren von mineralischem Diesel**

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVO
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Dieselkraftstoff										
Vorkette	71,19	69,279	0,058	0,001	0,143	0,084	0,084	0,012	0,046	0,039
Direkte	271,23	267,53	0,013	0,013	0,576	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Gesamt</b>	<b>342,42</b>	<b>336,81</b>	<b>0,070</b>	<b>0,014</b>	<b>0,719</b>	<b>0,085</b>	<b>0,910</b>	<b>0,018</b>	<b>0,195</b>	<b>0,053</b>

Quelle: Basiswert auf Grundlage der 38. BImSchV § 10 angepasst mit GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) und ZSE (UBA, 2025a)

### 6.3.4 Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Pflanzenölnutzung im Kraftstoffsektor errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch den Einsatz von Pflanzenöl Treibhausgasemissionen in Höhe von 2.342 t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 234 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh. Der Einsatz von Pflanzenöl führt bei Staub und Schwefeldioxid zu höheren Emissionen. Emissionsminderungen resultieren bei Stickstoffoxiden, Kohlenstoffmonoxiden und bei den flüchtigen organischen Verbindungen.

**Tabelle 131: Emissionsbilanz der Pflanzenölnutzung**

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermei- dungsfaktor [g/kWh]
CO <sub>2</sub> -Äq.	3.424	1.082	2.342	234,24
CO <sub>2</sub>	3.368	345	3.024	302,36
CH <sub>4</sub>	1	1	0	-0,04
N <sub>2</sub> O	0	2	-2	-0,22
SO <sub>2</sub> -Äq.	7	7	0	0,04
SO <sub>2</sub>	1	1	0	0,01
NO <sub>x</sub>	9	9	0	0,04
Staub	0	0	0	-0,02
CO	2	2	0	-0,01
NMVOC	1	0	0	0,03

Quelle: Eigene Berechnung

## 6.4 Biomethan

Biomethan<sup>87</sup> 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) und beinhalten sowohl Bio CNG (Compressed

<sup>87</sup> 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.

Natural Gas, Erdgas) als auch Bio LNG (Liquefied Natural Gas, Flüssigerdgas). Die Daten für Bio CNG sind Abschätzungen des UBA auf Basis von Marktbefragungen. Die Daten für Bio LNG beruhen auf hochgerechneten Ergebnissen der Befragungen des Branchennetzwerks DIE GAS- UND WASSERSTOFFWIRTSCHAFT<sup>88</sup> unter ihren Mitgliedern.

Der in Tabelle 132 dokumentierte Datenstand entspricht der BMW-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung“ (BMW, 2025), die jährlich im vierten Quartal publiziert wird. Zusätzlich erfolgt im Frühjahr des darauffolgenden Jahres eine Datenaktualisierung.<sup>89</sup>

**Tabelle 132: Biomethanverbrauch im Verkehrssektor**

	2024 [GWh]
<b>Biomethan</b>	3.549

Quelle: (AGEE-Stat, 2025)

**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 deren Anbau
- ▶ Transport und Lagerung der Biomasse (u. a. Silierung der Biomasse)
- ▶ 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 (Beil, et al., 2012).

Das im Jahr 2023 (Werte für 2024 waren zum Zeitpunkt der Bilanzierung noch nicht veröffentlicht) im Verkehrssektor genutzte Biomethan basierte zu etwa 98,9 Prozent auf Abfällen/Reststoffen, insbesondere handelte es sich dabei um Schlempe aus der Bioethanolherstellung (inkl. Stroh) sowie zu einem

<sup>88</sup> Hierbei handelt es sich um eine nicht veröffentlichte Branchenbefragung des Branchennetzwerks DIE GAS- UND WASSERSTOFFWIRTSCHAFT - <https://gas-h2.de/>

<sup>89</sup> Die aktuellen Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>

geringen Anteil aus Biotonnenabfällen. Energiepflanzen tragen zu 1,1 Prozent zur Biomethanbereitstellung bei.

**Tabelle 133: Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Biomethans**

	Abfall und Reststoffe (Gülle mit enthalten) [%]	Energiepflanzen [%]
<b>Biomethan</b>	98,9	1,1

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten der BLE für das Jahr 2023

Der UBA-Emissionsberechnung für Biomethan liegen neben der Rohstoffbasis für das Jahr 2023 die im Zuge der THG-Quote (BImSchG § 37a in Verbindung mit 38. BImSchV) von den entsprechenden Unternehmen selbst bilanzierten bzw. angesetzten THG-Emissionen, wie sie die BLE im Zuge ihres jährlichen Evaluations- und Erfahrungsberichts zur Biokraftstoff-/Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BLE, 2024) 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) sowie verschiedener Annahmen und Analogieschlüsse abgeleitet. Da Informationen zu der Vielzahl der über alle Rohstoffe, Transport- und Herstellungswege einfließenden Teilmengen nicht oder nur ansatzweise bekannt sind, ist die Verfahrensweise mit größeren Unsicherheiten behaftet. Wird darüberhinaus bei der Herstellung von Biomethan das Gärsubstrat Gülle oder Mist verwendet, kann auf Grundlage der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung ein sogenannter Gülle-Bonus angerechnet werden. Dies kann zu negativen Emissionsfaktoren führen, wie es sich in Summe auch für den Energieträger Biomethan beobachten lässt. Tabelle 134 zeigt alle Emissionsfaktoren der Biomethan-Nutzung.

**Tabelle 134: Biomethan-Emissionsfaktoren**

	CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> -Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
<b>Biomethan</b>										
<b>Vorkette</b>	<b>-235,40*</b>	49,423	0,607	0,001	<b>0,015</b>	0,007	0,012	0,001	0,005	0,001
<b>Direkte</b>	<b>0,00</b>	0,00	0,000	0,000	<b>0,231</b>	0,001	0,331	0,009	0,769	0,005
<b>Gesamt</b>	<b>-235,40*</b>	<b>49,42</b>	<b>0,607</b>	<b>0,001</b>	<b>0,246</b>	<b>0,007</b>	<b>0,342</b>	<b>0,011</b>	<b>0,774</b>	<b>0,006</b>

\* Wird bei der Herstellung von Biomethan das Gärsubstrat Gülle oder Mist verwendet, kann auf Grundlage der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2018) ein Bonus angerechnet werden. Dies kann u.a. ein Grund für negative Emissionsfaktoren sein.

Quelle: UBA auf Basis von ZSE (UBA, 2025a) und Daten der BLE für das Jahr 2023

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 CO<sub>2</sub>-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 135: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren von CNG-Erdgas auf Grundlage des Basiswerts nach 38. BImSchV**

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	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, 2025a)

#### 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. 2,0 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt knapp 574 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh bezogen auf den Gesamteinsatz von Biomethan.

**Tabelle 136: Emissionsbilanz der Biomethannutzung**

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermei- dungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>1.202.259</b>	<b>-835.445</b>	<b>2.037.704</b>	<b>574,16</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	1.188.637	175.403	1.013.234	285,50
<b>CH<sub>4</sub></b>	246	2.153	-1.907	-0,54
<b>N<sub>2</sub>O</b>	25	5	21	0,01
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>1.849</b>	<b>872</b>	<b>977</b>	<b>0,28</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	179	26	152	0,04
<b>NO<sub>x</sub></b>	2.400	1.215	1.185	0,33
<b>Staub</b>	52	38	14	0,00
<b>CO</b>	6.199	2.746	3.453	0,97
<b>NMVOC</b>	2.238	21	2.217	0,62

Quelle: Eigene Berechnung

## 6.5 Stromverbrauch im Verkehr

Die Angaben im Kapitel Strom beziehen sich auf den genutzten Strom, welcher im Straßenverkehr eingesetzt wird. Dabei bezieht sich das Kapitel ausschließlich auf den wachsenden Stromverbrauch von Fahrzeugen im Straßenverkehr. Der Stromverbrauch im Schienenverkehr wird nicht berücksichtigt, da die Elektrifizierung der Bahn auch ohne den Ausbau erneuerbarer Energien vonstatten gehen würde.

### 6.5.1 Endenergiebereitstellung

Der Stromverbrauch im Straßenverkehr wird von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB, 2025) im Rahmen der deutschen Energiebilanz auf Basis des ZSW-Straßenverkehrsmodells (Buttermann, Baten, Nieder, & Schmidt, 2016) (Kapitel 7) ermittelt.

**Tabelle 137: Stromverbrauch im Verkehrssektor**

	2024 [GWh]
<b>Stromverbrauch im Straßenverkehr</b>	5.908

Quelle: (AGEB, 2025)

### 6.5.2 Substitutionsfaktoren

Der Berechnung der vermiedenen Emissionen aus der Nutzung von Strom im Straßenverkehr liegt die vereinfachte Annahme zugrunde, dass eine Kilowattstunde Strom zu gleichen Teilen Diesel- und Ottokraftstoff ersetzt. Durch den Einbezug der Umwandlungseffizienzen der Antriebstechnologien findet die Substitution auf Ebene der Verkehrsleistung statt. Somit werden die nutzungsbezogenen Emissionsfaktoren des Diesel- und Ottokraftstoffs jeweils zur Hälfte den Emissionen der Elektromobilität im Straßenverkehr entgegengerechnet (vgl. hierzu Kapitel 2.1.2).

### 6.5.3 Emissionsfaktoren

Die Betrachtung des Stromverbrauchs im Straßenverkehr basiert auf der Bilanzierung von Elektroautos im Personenverkehr.

Da Elektroautos während der Fahrt keine direkten Treibhausgasemissionen verursachen, hängt die Bilanz maßgeblich von der Herkunft des verwendeten Stroms und den Vorkettenemissionen der Batterieproduktion ab. Bzgl. der Herkunft des Stroms wird der auf Basis eines ortsbasierten Ansatzes berechnete Strommix (Icha & Lauf, 2025) für Deutschland verwendet. Hierbei werden neben den direkten Verbrennungsemissionen auch die vorgelagerten Emissionen der jeweiligen Stromerzeugungstechnologie mitberücksichtigt.

**Tabelle 138: Emissionsfaktoren des Stromverbrauchs im Straßenverkehr**

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Stromverbrauch im Straßenverkehr										
Vorkette Batterie	101,23	94,303	0,191	0,006	0,140	0,059	0,056	0,006	0,044	0,007
Vorkette Strommix	426,91	396,02	0,847	0,027	0,541	0,222	0,458	0,023	0,432	0,028
Direkte	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Gesamt	528,14	490,32	1,038	0,033	0,681	0,281	0,514	0,029	0,476	0,035

Quelle: UBA auf Basis von (Biermann, et al., 2024), (Icha & Lauf, 2025) und GEMIS 5.0 (IINAS, 2020)

Die THG-Emissionsfaktoren für die Batterieherstellung wurden aus den Ergebnissen des Forschungsvorhaben „Analyse der Umweltbilanz von Kraftfahrzeugen mit alternativen Antrieben oder Kraftstoffen auf dem Weg zu einem treibhausgasneutralen Verkehr“ (Biermann, et al., 2024) abgeleitet. Aufwendungen für das restliche Fahrzeug, welche sowohl bei den konventionellen als auch bei den Elektrofahrzeugen anfallen, werden nicht extra bilanziert. Um eine differenzierte Bilanzierung der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe vornehmen zu können, wurden die Emissionsfaktoren der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe der Batterieherstellung analog zum deutschen Strommix ergänzt.

Zur Bestimmung der vermiedenen Emissionen müssen neben den Emissionsfaktoren auch die unterschiedlichen Umwandlungseffizienzen der Antriebstechnologien bei der Bilanzierung berücksichtigt werden. Hierfür wurden die durchschnittlichen Energieverbräuche pro Kilometer der jeweiligen Technologien miteinander in Beziehung gesetzt. Die Energieverbräuche sind aus dem Transport Emission

Model (Tremod)<sup>90</sup> entnommen. Für den Stromverbrauch im Straßenverkehr ergibt sich ein Energieverbrauch von 0,8 MJ pro km bzw. 22,45 kWh pro 100 km. In diesem im Vergleich zu empirisch erfassten Verbräuchen aktueller Elektroautos (ADAC, 2025) vergleichsweise konservativen mittleren Wert sind etwaige Lade- und Standverluste bereits inkludiert. Für die fossilen Antriebstechnologien Dieseldkraftstoffe wird ein Wert von 2,38 MJ pro km und für Ottokraftstoffe ein Wert von 2,28 MJ pro km angesetzt. Damit ergeben sich insgesamt die folgenden Nutzungsgrade, welche in Tabelle 139 dargestellt sind.

**Tabelle 139: Nutzungsgrade der fossilen Antriebstechnologien**

	<b>Strom</b>	<b>Dieseldkraftstoffe</b>	<b>Ottokraftstoffe</b>
	<b>[%]</b>	<b>[%]</b>	<b>[%]</b>
<b>Nutzungsgrad</b>	100	33,9	35,4

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Tremod

Die THG-Emissionsfaktoren von fossilem Diesel- und Ottokraftstoff (vgl. Tabelle 140), 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 Strom resultieren. Hierfür liegt der Basiswert der 38. BImSchV § 10 in Höhe von 95,1 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ und 93,3 g CO<sub>2</sub>-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 140: Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren von mineralischem Diesel- und Ottokraftstoff**

	CO <sub>2</sub> - Äq.	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub> - Äq.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Dieselkraftstoff										
Vorkette	71,19	69,279	0,058	0,001	0,143	0,084	0,084	0,012	0,046	0,039
Direkte	271,23	267,53	0,013	0,013	0,576	0,001	0,826	0,007	0,150	0,014
Gesamt	342,42	336,81	0,070	0,014	0,719	0,085	0,910	0,018	0,195	0,053
Ottokraftstoffe										
Vorkette	72,33	70,168	0,062	0,002	0,174	0,104	0,100	0,014	0,052	0,520
Direkte	263,58	262,84	0,016	0,001	0,135	0,001	0,193	0,003	3,241	0,199
Gesamt	335,91	333,01	0,078	0,003	0,309	0,105	0,293	0,017	3,293	0,720

Quelle: Basiswert auf Grundlage der 38. BImSchV § 10 angepasst mit GEMIS 5.0 (IINAS, 2020) und ZSE (UBA, 2025a)

#### 6.5.4 Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromnutzung im Straßenverkehr errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch den Einsatz von Strom Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 2,7 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq vermieden. Trotz der vergleichsweise hohen Eingangsemissionen in Höhe von 528 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh, ergibt sich ein spezifi-

<sup>90</sup> TREMOD ist ein Emissionsberechnungsmodell und dient der Aufbereitung der Treibhausgase und Luftschadstoffen im Verkehrssektor für die Treibhausgasberichterstattung. Weitere Information unter: <https://www.ifeu.de/methoden-tools/modelle/tremod>

sche Vermeidungsfaktor von knapp 451 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh. Dies ist insbesondere durch die höhere Effizienz der Elektromobilität zu erklären, da es hierbei zu keinen Verbrennungsverlusten im laufenden Betrieb kommt. Hierdurch ergibt sich ein vergleichsweise hoher Bruttovermeidungsfaktor in Höhe von 979 g CO<sub>2</sub>-Äq. / kWh (vgl. hierzu Kapitel 2.1.2).

**Tabelle 141: Emissionsbilanz der Stromnutzung**

	brutto vermiedene Emissionen [t]	verursachte Emissionen [t]	netto vermiedene Emissionen [t]	Netto-Vermei- dungsfaktor [g/kWh]
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>5.783.056</b>	<b>3.120.441</b>	<b>2.662.614</b>	<b>450,65</b>
CO <sub>2</sub>	5.710.041	2.896.965	2.813.076	476,12
CH <sub>4</sub>	1.265	6.131	-4.866	-0,82
N <sub>2</sub> O	142	196	-54	-0,01
<b>SO<sub>2</sub>-Äq.</b>	<b>8.836</b>	<b>4.025</b>	<b>4.811</b>	<b>0,81</b>
SO <sub>2</sub>	1.620	1.660	-40	-0,01
NO <sub>x</sub>	10.368	3.039	7.329	1,24
Staub	300	171	128	0,02
CO	29.155	2.812	26.344	4,46
NM VOC	6.460	210	6.250	1,06

Quelle: Eigene Berechnung

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Darstellung der wesentlichen Eingangsparameter der Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energieträger .....	20
Abbildung 2:	Treibhausgas-Emissionen durch Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) in Deutschland.....	32
Abbildung 3:	Treibhausgas-Emissionen durch Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) in Deutschland in Verbindung mit den Senkenzielen aus dem Klimaschutzgesetz.....	33
Abbildung 4:	Entwicklung der netto vermiedenen Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien* .....	35
Abbildung 5:	Netto vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2024* .....	36
Abbildung 6:	Anteile der Sektoren an der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien und den dadurch vermiedenen THG-Emissionen im Jahr 2024 .....	37
Abbildung 7:	Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Brutto-Stromerzeugung vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2024 nach Energieträgern * .....	39
Abbildung 8:	Spezifische Treibhausgasbilanz der Brutto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2024 nach Energieträgern* .....	39
Abbildung 9:	Durch die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2024 nach Energieträgern* .....	40
Abbildung 10:	Spezifische Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2024 nach Energieträgern* .....	41
Abbildung 11:	Durch die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2024 nach Energieträgern* .....	42
Abbildung 12:	Spezifische Treibhausgasemissionen durch die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2024 nach Energieträgern* .....	42
Abbildung 13:	Netto vermiedene säurebildende Luftschadstoffemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2024 .....	44
Abbildung 14:	Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme sowie Verkehrssektor im Jahr 2024 vermiedene und verursachte säurebildende Schadstoffemissionen nach Energieträgern .....	45
Abbildung 15:	Netto vermiedene und verursachte Staubemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2024 .....	46
Abbildung 16:	Durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme sowie Verkehrssektor im Jahr 2024 vermiedene und verursachte Staubemissionen nach Energieträgern.....	47

Abbildung 17:	Anteil der EE-Bruttostromerzeugung an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2024* .....	48
Abbildung 18:	Anteil des EE-Wärmeverbrauchs an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2024 .....	89
Abbildung 19:	Anteil des EE-Verbrauchs im Verkehrssektor an den netto vermiedenen THG-Gesamtemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2024* .....	138

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht der betrachteten Treibhausgase und Luftschadstoffe.....	18
Tabelle 2:	Vorläufige Schätzwerte für Emissionen infolge von indirekten Landnutzungsänderungen durch Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe (g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ).....	30
Tabelle 3:	Emissionsbilanz für wesentliche Treibhausgase durch erneuerbare im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor im Jahr 2024.....	38
Tabelle 4:	Emissionsvermeidung wesentlicher Luftschadstoffe durch erneuerbare Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung im Jahr 2024.....	43
Tabelle 5:	Mittlere Brutto-Nutzungsgrade der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb).....	49
Tabelle 6:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern.....	49
Tabelle 7:	Stromerzeugung aus Photovoltaik.....	50
Tabelle 8:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik.....	51
Tabelle 9:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik.....	52
Tabelle 10:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Photovoltaik.....	52
Tabelle 11:	Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore).....	53
Tabelle 12:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore).....	54
Tabelle 13:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore).....	55
Tabelle 14:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (onshore).....	56
Tabelle 15:	Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore).....	56
Tabelle 16:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore).....	57
Tabelle 17:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore).....	58
Tabelle 18:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore).....	59
Tabelle 19:	Stromerzeugung aus Wasserkraft.....	60
Tabelle 20:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft.....	60
Tabelle 21:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft.....	61
Tabelle 22:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Wasserkraft.....	61
Tabelle 23:	Stromerzeugung aus Tiefengeothermie.....	62
Tabelle 24:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie.....	63
Tabelle 25:	Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die geothermische Stromerzeugung.....	64
Tabelle 26:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung.....	64
Tabelle 27:	Emissionsbilanz der geothermischen Stromerzeugung.....	65
Tabelle 28:	Stromerzeugung aus fester Biomasse.....	66

Tabelle 29:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse .....	66
Tabelle 30:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix .....	67
Tabelle 31:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse geordnet nach eingesetztem Brennstoff .....	68
Tabelle 32:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus fester Biomasse* .....	70
Tabelle 33:	Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan.....	72
Tabelle 34:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan .....	72
Tabelle 35:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan sowie geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix.....	74
Tabelle 36:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas/Biomethan .....	74
Tabelle 37:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biogas .....	76
Tabelle 38:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biomethan.....	77
Tabelle 39:	Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöl) .....	78
Tabelle 40:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse .....	78
Tabelle 41:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix .....	79
Tabelle 42:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse .....	80
Tabelle 43:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse.....	80
Tabelle 44:	Stromerzeugung aus Klärgas .....	81
Tabelle 45:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas .....	82
Tabelle 46:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas.....	82
Tabelle 47:	Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus Klärgas (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb).....	82
Tabelle 48:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Klärgas.....	83
Tabelle 49:	Stromerzeugung aus Deponiegas .....	84
Tabelle 50:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas.....	84
Tabelle 51:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas .....	85
Tabelle 52:	Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus Deponiegas (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb).....	85
Tabelle 53:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Deponiegas .....	85
Tabelle 54:	Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls .....	86
Tabelle 55:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls .....	87
Tabelle 56:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls .....	87

Tabelle 57:	Mittlerer Brutto-Nutzungsgrad der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb).....	87
Tabelle 58:	Primärenergiebezogene Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls.....	88
Tabelle 59:	Mittlere Brutto-Nutzungsgrade der Wärmebereitstellung aus konventionellen Energieträgern (Mittelung von Kondensations- und KWK-Betrieb).....	90
Tabelle 60:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten, im GHD-Sektor und der Industrie.....	90
Tabelle 61:	Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor..	92
Tabelle 62:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor in Bezug auf die angewendete Technik.....	93
Tabelle 63:	Durchschnittlicher Nutzungsgrad der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor .....	94
Tabelle 64:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor .....	94
Tabelle 65:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Einzelraumfeuerungen (private Haushalte und GHD).....	96
Tabelle 66:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in zentralen Kessel (private Haushalte und GHD).....	97
Tabelle 67:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Pellets (private Haushalte und GHD) .....	97
Tabelle 68:	Wärmebereitstellung (Endenergie) aus fester Biomasse in der Industrie .....	98
Tabelle 69:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie in Bezug auf die angewendete Technik .....	98
Tabelle 70:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Endenergiemix .....	100
Tabelle 71:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie .....	101
Tabelle 72:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie .....	103
Tabelle 73:	Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung.....	104
Tabelle 74:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung .....	104
Tabelle 75:	Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme .....	105
Tabelle 76:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung .....	106
Tabelle 77:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung .....	106
Tabelle 78:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung.....	109
Tabelle 79:	Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und Biodiesel-/HVO-Einsatz in der Land- und Bauwirtschaft.....	110

Tabelle 80:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse und des Einsatzes von Biodiesel und HVO in der Land- und Bauwirtschaft.....	110
Tabelle 81:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse .....	111
Tabelle 82:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse in privaten Haushalten und im GHD-Sektor .....	112
Tabelle 83:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl .....	113
Tabelle 84:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Industrie) .....	114
Tabelle 85:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biodiesel- und HVO-Einsatzes in der Land- und Bauwirtschaft.....	114
Tabelle 86:	Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse.....	115
Tabelle 87:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse .....	116
Tabelle 88:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse .....	117
Tabelle 89:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse .....	118
Tabelle 90:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biogas .....	120
Tabelle 91:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biomethan.....	121
Tabelle 92:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Klärgas .....	121
Tabelle 93:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Deponiegas.....	121
Tabelle 94:	Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls .....	123
Tabelle 95:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls .....	123
Tabelle 96:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls.....	124
Tabelle 97:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls .....	124
Tabelle 98:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls .....	125
Tabelle 99:	Wärmebereitstellung aus Solarthermie .....	126
Tabelle 100:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie .....	126
Tabelle 101:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus Solarthermie.....	127
Tabelle 102:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie .....	127
Tabelle 103:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Solarthermie.....	128
Tabelle 104:	Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen.....	130
Tabelle 105:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen.....	130
Tabelle 106:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für Wärmepumpen .....	131

Tabelle 107:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen.....	131
Tabelle 108:	Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Wärmepumpe – aerothermisch).....	133
Tabelle 109:	Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Erdgas-Wärmepumpe, erneuerbarer Anteil) .....	133
Tabelle 110:	Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie (Wärmepumpe - geothermisch).....	134
Tabelle 111:	Emissionsbilanz der erneuerbaren Wärmebereitstellung aus Umgebungswärme (Wärmepumpe - hydrothermisch).....	134
Tabelle 112:	Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie .....	135
Tabelle 113:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie .....	135
Tabelle 114:	Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie.....	136
Tabelle 115:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie .....	136
Tabelle 116:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie.....	137
Tabelle 117:	Verbrauch von Biodiesel und HVO im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär).....	139
Tabelle 118:	Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Biodiesels/HVOs.....	140
Tabelle 119:	Primärenergiebezogene Biodiesel- und HVO-Emissionsfaktoren differenziert nach Art des Biokraftstoffs und Rohstoffbasis* .....	140
Tabelle 120:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren von mineralischem Diesel.....	142
Tabelle 121:	Emissionsbilanz der Biodiesel-/HVO-Nutzung.....	143
Tabelle 122:	Bioethanolverbrauch im Verkehrssektor.....	143
Tabelle 123:	Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Bioethanols .....	144
Tabelle 124:	Primärenergiebezogene Bioethanol-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis* .....	144
Tabelle 125:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren von Ottokraftstoff.....	146
Tabelle 126:	Emissionsbilanz der Bioethanolnutzung.....	146
Tabelle 127:	Pflanzenölverbrauch .....	147
Tabelle 128:	Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Pflanzenöls .....	147
Tabelle 129:	Primärenergiebezogene Pflanzenöl-Emissionsfaktoren differenziert nach Rohstoffbasis* .....	148
Tabelle 130:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren von mineralischem Diesel.....	148
Tabelle 131:	Emissionsbilanz der Pflanzenölnutzung.....	149
Tabelle 132:	Biomethanverbrauch im Verkehrssektor .....	150
Tabelle 133:	Rohstoffbasis (energetischer Anteil) des genutzten Biomethans .....	151
Tabelle 134:	Biomethan-Emissionsfaktoren.....	151

Tabelle 135:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren von CNG-Erdgas auf Grundlage des Basiswerts nach 38. BImSchV .....	152
Tabelle 136:	Emissionsbilanz der Biomethannutzung.....	152
Tabelle 137:	Stromverbrauch im Verkehrssektor .....	153
Tabelle 138:	Emissionsfaktoren des Stromverbrauchs im Straßenverkehr .....	153
Tabelle 139:	Nutzungsgrade der fossilen Antriebstechnologien .....	154
Tabelle 140:	Primärenergiebezogene Emissionsfaktoren von mineralischem Diesel- und Ottokraftstoff .....	154
Tabelle 141:	Emissionsbilanz der Stromnutzung.....	155

## 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 Jahrmillionen 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 abgegebenen festen, flüssigen und gasförmigen 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<sub>el</sub> od. kWh<sub>th</sub>) 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 (CO<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>) und Distickstoffoxid (N<sub>2</sub>O / Lachgas).

Das **Treibhausgaspotenzial (THP)** (engl.: Global Warming Potential - GWP) ist das massebezogene Äquivalent der Treibhauswirkung von Treibhausgasen, bezogen auf das festgelegte Leit-Gas CO<sub>2</sub> - es wird als **CO<sub>2</sub>-Äquivalent (CO<sub>2</sub>-Äq.)** angegeben.

**Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>)** 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 (CH<sub>4</sub>)** ist ein ungiftiges, farb- und geruchloses Gas. Nach Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) ist es das bedeutendste von Menschen freigesetzte Treibhausgas. Nach den Richtlinien des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) wird die Klimawirksamkeit von CH<sub>4</sub> im Zeitraum von 100 Jahren im Vergleich zu CO<sub>2</sub> als ca. 28-mal stärker eingeschätzt. Methan ist außerdem an der Bildung von Ozon in der Atmosphäre beteiligt und wird daher als Ozonvorläufersubstanz bezeichnet.

**Distickstoffoxid /Lachgas ( $\text{N}_2\text{O}$ )** ist ein farbloses Gas aus der Gruppe der Stickstoffoxide. Neben Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ ) und Methan ( $\text{CH}_4$ ) 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 ( $\text{SO}_2$ ) und Stickstoffoxide ( $\text{NO}_x$ ). Diese Stoffe tragen insbesondere zur Versauerung, aber auch zur Bodeneutrophierung bei. Stickstoffoxide sind zusätzlich an der Bildung troposphärischen Ozons beteiligt. Zudem können sich aus diesen Schadstoffen Aerosole in der Atmosphäre bilden, sogenannte sekundäre Partikel, und sie tragen damit zur Feinstaubbelastung der Umgebungsluft bei.

**Versauerungspotenzial (VP)** (engl.: Acidification Potential - AP) ist das Ergebnis der Aggregation von versauernd wirkenden Luftschadstoffen. Es wird als  **$\text{SO}_2$ -Äquivalent ( $\text{SO}_2\text{-Äq}$ )** angegeben.

## Literaturverzeichnis

- ADAC. (2025, 8. August). *E-Autos im Test: So groß sind die Reichweiten-Unterschiede*. ADAC. <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/elektroauto/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/>
- AGEE-Stat. (2025, 17. November). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>
- Agemar, T., Weber, J., & Schulz, R. (2014). Deep Geothermal Energy Production in Germany. *Energies*, 7(7), 4397–4416. <https://doi.org/10.3390/en7074397>
- Agostini, A., Giuntoli, J., & Boulamanti, A. (2013). Carbon accounting of forest bioenergy. Conclusions and recommendations from a critical literature review. *JRC Scientific and Policy reports*. EU Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2788/29442>
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (2025, n.d.). *Zusammenfassung Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren 2011 bis 2024*. AGEB Energiebilanzen e.V. <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/anwendungsbilanzen/> [01.08.2025]
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (2025). *Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 2024*. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. <https://ag-energiebilanzen.de> [01.08.2025]
- Bäck, J. et al. (2017). Multi-functionality and sustainability in the European Union's forests. *EASAC policy report*, 32. [https://doi.org/10.26164/leopoldina\\_17\\_00703](https://doi.org/10.26164/leopoldina_17_00703)
- Baumann, M., & Schuller, O. (2021). *Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle*. Umweltbundesamt.
- Beil, M., Beyrich, W., Böhm, A., Daniel-Gromke, J., Denysenko, V., Grope, J., Hahn, H., Holzhammer, U., Krassowski, J., Krause, T., Sayder, B., Stock, A., Strauch, S., Urban, W., Ziegler, L. (2012). *BIOMON - Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring*. Verbundvorhaben Fraunhofer IWES, DBFZ, Fraunhofer UMSICHT.
- Biemann, K., Hinrich, H., Münter, D., Liebich, A., Pelzeter, J., Kämper, C., & Müller, J. (2024). *Analyse der Umweltbilanz von Kraftfahrzeugen mit alternativen Antrieben oder Kraftstoffen auf dem Weg zu einem treibhausgasneutralen Verkehr*. Umweltbundesamt.
- BLE. (2024, 18. Dezember). *Evaluationsbericht- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2023*. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. [https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht\\_2023.html](https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2023.html)
- BMWE. (2025). *Erneuerbare Energien in Zahlen*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen> [01.08.2025]
- Brack, D. (2017, 23. Februar). *Woody Biomass for Power and Heat. Impacts on the Global Climate*. Chatham House: Environment, Energy and Resources Department. <https://www.chathamhouse.org/2017/02/woody-biomass-power-and-heat>
- Braune, M., Grasemann, E., Gröngroft, A., Klemm, M., Oehmichen, K., & Zech, K. (2016). Die Biokraftstoffproduktion in Deutschland - Stand der Technik und Optimierungsansätze. *DBFZ-Report*, 22. <https://www.dbfz.de/pressemediathek/publikationsreihen-des-dbfz/dbfz-reports/dbfz-report-nr-22/> [01.08.2017]
- Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). (2025, 12. August)
- Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV). (2024, 25. November)
- Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2024). *Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie)*. BSW Solar.
- Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2024). *Wärmepumpenabsatz 2023: Erneut über 50 Prozent Marktwachstum*. BWP. <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/absatzzahlen/> [01.08.2025]
- Bünis, P., & Keuneke, R. (2025). *Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik - Fachbericht Wasserkraft*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7692>
- Buttermann, G., Baten, T., Nieder, T., & Schmidt, M. (2016). *Umsetzung eines Verfahrens zur regelmäßigen und aktuellen Ermittlung des Energieverbrauchs in nicht von der amtlichen Statistik erfassten Bereichen*. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
- Cischinsky, H., & Diefenbach, N. (2018, 16. April). *Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016*. Institut Wohnen und Umwelt GmbH. [https://www.iwu.de/nachricht/?L=0&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=233&cHash=5ebdb029d1c723cb47ac52e62674b7f5](https://www.iwu.de/nachricht/?L=0&tx_ttnews%5Btt_news%5D=233&cHash=5ebdb029d1c723cb47ac52e62674b7f5)
- Daniel-Gromke, J., Rensberg, N., Denysenko, V., Mazlum, L., Dotzauer, M., Dögnitz, N., & Naumann, K. (2025). *Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik - Fachbericht Biomasse*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7785>
- DBFZ. (2024). *Substratinput in Biogasanlagen 2023. Ergebnisse der Betreiberbefragung*. DBFZ.

- Deutsche Wind Guard. (2019). *Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland, Gesamtjahr 2018*. Deutsche WindGuard GmbH. <https://www.windguard.de/statistik-jahr-2018.html> [01.08.2020]
- Deutsche Wind Guard. (2020). *Status des Windenergieausbaus an Land - Jahr 2019*. Deutsche WindGuard GmbH. <https://www.windguard.de/statistik-jahr-2019.html> [01.08.2020]
- Deutsche Wind Guard. (2025, n.d.). *Status des Windenergieausbaus an Land\_Jahr 2024*. Deutsche WindGuard GmbH. <https://www.windguard.de/jahr-2024.html> [01.08.2025]
- Diefenbach, N., Cischinsky, H., Rodenfels, M., & Clausnitzer, K.-D. (2010, n.d.). *Datenbasis Gebäudebestand. Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand*. Institut Wohnen und Umwelt GmbH. <https://www.iwu.de/forschung/gebäudebestand/datenbasis-gebäudebestand/?!i-mit=all&cHash=37b138ac62c115017ce3e64f4d90fb8d> [01.08.2020]
- DIN 51605:2020-11. (2020). Kraftstoffe für pflanzenölgtaugliche Motoren - Rapsölkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren. <https://dx.doi.org/10.31030/3178560>
- DIN 51625:2008-08. (2008). Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge -Ethanolkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren. <https://dx.doi.org/10.31030/1455142>
- Döring, P., Glasenapp, S., & Mantau, U. (2020). *Energieholzverwendung in privaten Haushalten 2018: Marktvolumen und verwendete Holzsortimente; Rohstoffmonitoring Holz*. INFRO.
- Dotzauer, M., Barchmann, T., Schmieder, U., Rensberg, N., Stinner, W., Arnold, K., & Krüger, C. (2022). *Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem 2035 (KS-BSKE5)*. Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH.
- DWD. (2025, n.d.). *Das Strahlungsjahr 2024*. Deutscher Wetterdienst. Deutscher Wetterdienst: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/solarenergie.html> [01.08.2025]
- ecoinvent Association. (2017). *ecoinvent database* (Version 3.3) [Datenbank]. ecoinvent.
- European Environment Agency. (2015, 16. Februar). *Renewable energy in Europe - Approximated recent growth and knock-on effects*. EEA Technical report, 1. <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/renewable-energy-in-europe-approximated>
- European Environment Agency. (2020). *Renewable energy in Europe – 2020. Recent growth and knock-on effects*. EEA European Topic Centre on Climate change, mitigation and energy. Eionet report, 7. <https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-cme/products/etc-cme-reports/etc-cme-report-7-2020-renewable-energy-in-europe-2020-recent-growth-and-knock-on-effects>
- Europäische Kommission. (2019, n.d.). *The European Green Deal*. Europäische Kommission. [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_de](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de). [01.08.2020]
- Europäische Kommission. (2020, 14. Oktober). 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. COM(2020) 952 final. [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-10/renewable\\_energy\\_progress\\_report\\_com\\_2020\\_952\\_0.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-10/renewable_energy_progress_report_com_2020_952_0.pdf)
- Europäische Union. (2018, 21. Dezember). *Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*. <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>
- Europäische Union. (2015, 9. September) *Richtlinie (EU) 2015/1513 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. September 2015 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*. <http://data.europa.eu/eli/dir/2015/1513/oj>
- Europäische Union. (2009, 5. Juni). *Richtlinie 2009/28/EG 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*. <http://data.europa.eu/eli/dir/2009/28/oj>
- Fehrenbach, H. (2013, 15. Juli). Telefonisches Gespräch mit Horst Fehrenbach.
- Fehrenbach, H., Köppen, S., Markwardt, S., & Vogt, R. (2016). *Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)*. Umweltbundesamt.
- Fichtner, W., Karl, U., Hartel, R., & Balussou, D. (2011). *Fortschreibung der Emissionsfaktoren für Feuerungs- und Gasturbinenanlagen nach 13./17. BImSchV und TA Luft*. DFIU-KIT.
- Flury, K., & Frischknecht, R. (2012). *Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Generation*. ESU-Services Ltd.
- Fraunhofer-ISE. (2021, n.d.). *Photovoltaics Report*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/photovoltaics-report.html> [01.08.2021]
- Fritsche, U. R., & Schmidt, K. (2008). *Manual. Handbuch zu GEMIS 4.5*. Öko-Institut. [https://iinas.org/app/downloads\\_from\\_old\\_page/GEMIS/2008\\_g45\\_manual.pdf](https://iinas.org/app/downloads_from_old_page/GEMIS/2008_g45_manual.pdf) [01.08.2015]

- Geiger, B., Hardi, M., Brückl, O., Roth, H., & Tzscheuschler, P. (2004). *CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen*. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, S. 1.
- Geschäftsstelle der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). (2025). *Erneuerbare Energien in Deutschland 2024 - Daten zur Entwicklung im Jahr 2024*. Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2024>
- Glaserapp, S., & Weimar, H. (2020). *GHD-Festbiomasse im Wärmesektor* (Deutschland. Umweltbundesamt, ed.). Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-6952>
- Gohlisch, G. (2013, 28. Mai). Telefonisches Gespräch mit Gunnar Gohlisch.
- GZB. (2012). *Aktualisierung der Ökobilanzdaten für erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe - Teilbericht Geothermische Strom- und Wärmeerzeugung*. Hochschule Bochum - Internationales Geothermiezentrum. (unveröffentlicht).
- GZB. (2017). *Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes - Bestandsaufnahme und Trends*. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).
- Hengstler, J., Russ, M., Stoffregen, A., Hendrich, A., Weidner, S., Held, M., & Briem, A.-K. (2021). *Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen*. Umweltbundesamt.
- Hennenberg, K., Böttcher, H., Wiegmann, K., Reise, J., & Fehrenbach, H. (2019). Kohlenstoffspeicherung in Wald und Holzprodukten. *AFZ-DerWald*, 17, 36-39.
- Hoffmann, G., Wünsch, C., Schnapke, A., Schingnitz, D., Baumann, J., Brunn, L., Günther, M., Wagner, J., & Bilitewski, B. (2010). *Nutzung der Potenziale des biogenen Anteils im Abfall zur Energieerzeugung*. Umweltbundesamt.
- Icha, P., & Lauf, T. (2025). *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2024*. Umweltbundesamt.
- IEA-SHC. (2011, 15. März). *M2 to KWth Calculation Method: Solar Collector Energy Output*. Solar Heating & Cooling Programme, IEA. <https://www.iea-shc.org/common-calculation-method>
- IINAS. (2020, n.d.). *GEMIS: Globales Emissions-Modell integrierter Systeme*. Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien. <https://iinas.org/arbeit/gemis/> [01.08.2022]
- INFRAS. (2022, 24. Februar). *Handbuch der Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs. HBEFA 4.2*. <https://www.hbefa.net/de/start-seite>
- Janczik, S., & Kaltschmitt, M. (2017). Ökologische Analyse und Bewertung der Umwelteffekte effizienzsteigernder Maßnahmen von ORC-Geothermieanlagen. *Climate Change*, 06.
- Jochem, D., & Glaserapp, S. (2025, 24. Juni). *Aktuelle Ergebnisse zur energetischen Holznutzung privater Haushalte*. [Tagung] UBA-AGEE-Stat-Fachtagung 2025 Erneuerbare Energien in Gebäuden – Herausforderungen für Statistik und Berichterstattung, Dessau-Roßlau, Deutschland. <https://www.umweltbundesamt.de/service/termine/agee-stat-fachtagung-erneuerbare-energien-in>
- Jochem, D., Morland, C., Glaserapp, S., & Weimar, H. (2023). *Energetischer Holzverbrauch der privaten Haushalte*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-6440>
- JRC. (2014). *Well-to-tank Report Version 4.0. JEC Well-to-wheels-analysis. Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context*. Publications Office of the European Union. DOI:10.2788/40526.
- JRC. (2017). *Definition of input data to assess GHG default emissions from biofuels in EU legislation*. Publications Office of the European Union. DOI:10.2790/38877.
- Juhrich, K. (2022). *CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe - Aktualisierung 2022*. Umweltbundesamt.
- Juhrich, K., & Beckers, R. (2019). *Aktualisierung der Emissionsfaktoren für Großfeuerungsanlagen*. Umweltbundesamt.
- Kemmler, A., Kirchner, A., Auf der Maur, A., Ess, F., Kreidelmeyer, S., Piégsa, A., Spillmann, T., Straßburg, S., Wünsch, M., Ziegenhagen, I., Schlomann, B., Plötz, P., Lutz, C., Becker, L. & Fritsche, U. (2021). *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 – Gesamtdokumentation der Szenarien*. Prognos.
- Klaus, T., Vollmer, C., Werner, K., Lehmann, H.; & Müschen, K. (2010). *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*. Umweltbundesamt.
- Klöpper, W., & Grahl, B. (2009). *Ökobilanz (LCA): Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf*. WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. <https://doi.org/10.1002/9783527627158>
- Köhrer, M., Hennig, P., & Yanev, D. (2018). *Die Zusatzheizung - Nutzung ergänzender Heizsysteme im Gebäudebereich*. co2online gemeinnützige Beratungsgesellschaft GmbH.

- Kunze, R., Miehl, H., Anke, C.-P., Dierstein, C., Hinz, F., Ladwig, T., Möst, D., Schreiber, S., Reiter, U., Jakob, M., & Ardone, A. (2023). *Projekt SeEIS - Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im Stromsektor. Modellierung der Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Stromsektor und ihre Auswirkungen auf die Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energieträger*. Umweltbundesamt.
- Lauf, T., Memmler, M., & Schneider, S. (2019). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018*. Umweltbundesamt.
- Lauf, T., Memmler, M., & Schneider, S. (2021). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020*. Umweltbundesamt.
- Lauf, T., Memmler, M., & Schneider, S. (2022). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2021*. Umweltbundesamt.
- Lauf, T., Memmler, M., & Schneider, S. (2025). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2023*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7687>
- Neddermann, B., & Neumann, T. (2025). *Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik - Fachbericht Onshore- und Offshore-Windenergie*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7646>
- Majer, S., Gröngroft, A., Drache, C., Braune, M., Meisel, K., Müller-Langer, F., Naumann, K., & Oehmichen, K. (2015). *Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biodiesel*. Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH.
- Meisel, K., Braune, M., Gröngroft, A., Majer, S., Müller-Langer, F., Naumann, K., & Oehmichen, K. (2015). *Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Bioethanol*. Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH.
- Memmler, M., Mohrbach, E., Schneider, S., Dreher, M., & Herbener, R. (2009). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2007*. Umweltbundesamt.
- Memmler, M., Merkel, K., Pabst, J., Rother, S., Schneider, S., & Dreher, M. (2013). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012*. Umweltbundesamt.
- Memmler, M., Schrempf, L., Hermann, S., Schneider, S., Pabst, J., & Dreher, M. (2014). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013*. Umweltbundesamt.
- Memmler, M., Lauf, T., Wolf, K., & Schneider, S. (2017). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2016*. Umweltbundesamt.
- Memmler, M., Lauf, T., & Schneider, S. (2018). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2017*. 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*. Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH.
- Ortner, S., Pehnt, M., Seefeldt, F., Rau, D., Sahnoun, M., Weinert, K., Winiewska, B., & Oschatz, B., (2022). *Untersuchungen zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich erneuerbare Wärme. Analyse von Substitutionsfaktoren, Jahresnutzungsgrade und Hilfsenergie*. Umweltbundesamt.
- Purr, K., Günther, J., Lehmann, H., & Nuss, P. (2019). *Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE - Studie*. Umweltbundesamt.
- Rausch, L., & Fritsche, U. R. (2012, 8. Juni). *Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe*. Öko-Institut. <https://www.oeko.de/publikation/aktualisierung-von-oekobilanzdaten-fuer-erneuerbare-energien-im-bereich-treibhausgase-und-luftschadstoffe/>
- Reuther, T., Fluri, V., Nolte, H., & Kost, C. (2025). *Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik - Fachbericht Photovoltaik*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7685>
- Rösemann, C., Haenel, H.-D., Dämmgen, U., Freibauer, A., Döring, U., Wulf, S., Eurich-Menden, B., Döhler, H., Schreiner, C., & Osterburg, B. (2017). Calculations of gaseous and particulate emissions from German Agriculture 1990–2015. *Thünen Report*, 46, 424.
- Roth, H., Brückl, O., & Held, A. (2005). *Windenergiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen konventioneller Großkraftwerke*. E und M, Energie- und Management-Verlag-Ges.
- Sandrock, M., & Bröer, G. (2025). *Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik - Fachbericht Solarthermie*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7678>

- Scheffelowitz, M., Rensberg, N., Denysenko, V., Daniel-Gromke, J., Stinner, W., Hillebrand, K., Naumann, K., Peetz, D., Hennig, C., Thrän, D., Bell, M., Kasten, J., & Vogel, L. (2015). *Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse)*. Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH.
- Schröder, G. (2025). *Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik - Fachbericht Tiefe Geothermie*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7724>
- SmartGreenScans. (2012, n.d.). *Life Cycle Assessment of Photovoltaics*. SmartGreenScans. <https://smartgreenscans.com/> [01.08.2013]
- Statistisches Bundesamt (Destatis). (2023). *Qualitätsbericht – Erhebung über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme*. <https://www.destatis.de/DE/Methoden/Qualitaet/Qualitaetsberichte/Energie/erzeugung-verwendung-waerme-netze-j-064.pdf? blob=publicationFile>
- Statistisches Bundesamt (Destatis). (2024). *Qualitätsbericht – Jahrerhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes, im Bergbau und der Gewinnung von Steinen und Erden*. <https://www.destatis.de/DE/Methoden/Qualitaet/Qualitaetsberichte/Energie/energieverwendung-verarb-gewerbe-bergbau-steine-erden-j-060.pdf? blob=publication-File&v=13>
- Statistisches Bundesamt (Destatis). (2025). *Qualitätsbericht – Monatserhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung und –versorgung (M 066 K)*. <https://www.destatis.de/DE/Methoden/Qualitaet/Qualitaetsberichte/Energie/elektrizitaets-waermeerzeugung-versorgung-m-066k.pdf? blob=publicationFile&v=11>
- Struschka, M., Kilgus, D., Springmann, M., & Baumbach, G. (2008). *Effiziente Bereitstellung aktueller Emissionsdaten für die Luftreinhaltung*. Umweltbundesamt.
- Tebert, C., Volz, S., & Töfge, K. (2016). *Ermittlung und Aktualisierung von Emissionsfaktoren für das nationale Emissionsinventar bezüglich kleiner und mittlerer Feuerungsanlagen der Haushalte und Kleinverbraucher*. Umweltbundesamt.
- Thuneke, K. (2013, 13. Juni). Telefonisches Gespräch mit Klaus Thuneke.
- UBA. (2012). *Bioenergie - Datengrundlage für die Statistik der erneuerbaren Energien und Emissionsbilanzierung - Ergebnisbericht zum Workshop vom Juli 2011*. Umweltbundesamt.
- UBA. (2025a). *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2023. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2021*. Umweltbundesamt. <https://openumwelt.de/entites/publication/36486fc0-2260-4482-8487-b2a5c82601dc>
- UBA. (2025b). *Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik*. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik>
- Völler, K., & Reinholz, T. (2025). *Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik - Fachbericht Biomethan*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7935>
- Walker, M., Bickel, P., Memmler, M., Musiol, F., Schneider, S., & Schrempf, L. (2016). *Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-3022>
- Wapler, J., Köhler, B., Dengler, J., Günther, D., Koch, L., & Göhl, A. (2025). *Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik - Fachbericht Wärmepumpen*. Umweltbundesamt. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7936>
- Ziems, C., Meinke, S., Nocke, J., Weber, H., & Hassel, E. (2012). *Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen*. Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben der Universität Rostock und dem VGB PowerTech eV Rostock, 14.