

CO₂-Monitor

Methodenbericht

CO₂-Monitor

Methodenbericht



Impressum

Herausgeber



Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

Methodenbericht zum Projekt:18

CO₂-Monitor

Stand am

31.01.2024

Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsführer

Dr.-Ing. Christoph Pellingner
Dr.-Ing. Serafin von Roon

Projektpartner

TenneT TSO GmbH

Autor:innen

FfE: Regina Reck, Dr. Anika Neitz-Regett,
Joachim Ferstl, Dr. Alexander Bogensperger,
Andreas Bruckmeier

TenneT: Dr. Lars Nolting, Axel Kießling

Kurzzusammenfassung

Mit dem CO₂-Monitor haben TenneT und FfE den Prototyp einer skalierbaren Plattform entwickelt, welcher über die notwendige Grundfunktionalität verfügt, zeitlich hoch aufgelöste Treibhausgas (THG)-Emissionsfaktoren des Strommix in Deutschland für die wichtigsten Anwendungsfälle (sog. „Use Cases“) bereitzustellen. Akteur:innen aus verschiedenen Branchen wurden über einen umfassenden Stakeholder-Dialog in Form von Workshop-Angeboten und bilateralen Gesprächen bereits in der Entwicklungsphase aktiv mit einbezogen. Ein Kernbestandteil des CO₂-Monitors ist die entwickelte Methode und Datenbasis, um Emissionen im deutschen Stromnetz transparent und nachvollziehbar zu berechnen und dabei die Konformität mit den relevanten Teilen der ISO-Normen 14040:2006, 14044:2006, 14067:2018 in Verbindung mit dem Greenhouse Gas (GHG) Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard sicherzustellen. Darauf aufbauend wurde ein Prototyp einer digitalen Plattform entwickelt, der die THG-Intensität im deutschen Stromnetz ausweist. Die Dokumentation der von FfE und TenneT entwickelten Methode sowie der zugrundeliegenden Datenbasis zur Berechnung von stündlichen Emissionsfaktoren des deutschen Strommix ist Gegenstand des vorliegenden Methodenberichts.

Kernaussagen



Die Methode dient zur Berechnung von stündlichen THG-Intensitäten des öffentlichen Strommix in Deutschland (ohne industrielle Eigenerzeugung), welche für die Anwendbarkeit zur Berichterstattung nach Scope 2 und 3 aufgegliedert sind.



Wesentliche Ziele sind das Schaffen einer Datengrundlage für verschiedene Use Cases, die Berücksichtigung des aktuellen Stands der Wissenschaft (State-of-the-Art) sowie die Nachvollziehbarkeit und Transparenz der Methodik und Datenbasis für die Anwender:innen.



Methodische Kernelemente sind die Berücksichtigung von Stromimporten und -exporten mittels „Flow-Tracing“, der Einbezug von Kraft-Wärme-Kopplung durch die Effizienzmethode sowie die Skalierung der Erzeugungsdaten auf statistische Mantelzahlen.

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung	4
1 Hintergrund	6
1.1 Kontext des CO ₂ -Monitors	6
1.2 Use Cases „Nachweis und Berichterstattung“	7
1.3 Resultierende Ziele und Kriterien	9
1.3.1 Anwendbarkeit für relevante Use Cases	9
1.3.2 State-of-the-Art und Aktualität	10
1.3.3 Transparenz, Nachvollziehbarkeit, Verständlichkeit	11
2 Methodik und Datenbasis	12
2.1 Systemgrenzen	15
2.2 Stromerzeugung	15
2.2.1 Erzeugungstypen	15
2.2.2 Skalierungsfaktoren	16
2.3 Emissionsfaktoren	17
2.4 Stromimporte und -exporte	22
2.5 Sensitivitätsanalysen	23
2.6 Annahmen und Limitationen	24
2.7 Ergebnisse	26
3 Zusammenfassung und Ausblick	28
Literatur	29
Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	31
Anhang	32
A Durchschnittlicher erzeugungstypspezifischer Eigenverbrauch	32
B Zuordnung der Erzeugungstypen	33
C Skalierungsfaktoren	35
D Wirkungsgrad-Referenzwerte	37
E Emissionsfaktoren	38
F Netzverluste	39

1 Hintergrund

Im Folgenden werden in Abschnitt 1.1 zunächst der Projektkontext sowie in Abschnitt 1.2 die im Fokus stehenden Anwendungsfälle (sog. „Use Cases“) für zeitlich hoch aufgelöste Emissionsfaktoren von Strom basierend auf dem White Paper zum CO₂-Monitor [1] erläutert. Darauf aufbauend werden die Ziele und Kriterien für die Methodik und Datenbasis in Abschnitt 1.3 abgeleitet. Die ausführliche Dokumentation der entwickelten Methode und verwendeten Eingangsdaten erfolgt anschließend in Kapitel 2.

1.1 Kontext des CO₂-Monitors

Wie in [1] dargelegt, definiert die Europäische Kommission in der Neuauflage der Renewable Energy Directive (RED III), dass Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den Anteil Erneuerbarer Energien (EE) sowie die Treibhausgasintensität des Stromes in ihrem Marktgebiet so genau wie möglich und in Echtzeit nachweisen sollen. Überdies soll der Nachweis mindestens in stündlicher Auflösung erfolgen und bestenfalls auch Vorhersagen enthalten.

Eine Vielzahl weiterer Anforderungen, die über den gesetzlichen Rahmen der RED III hinaus gehen, führen zu einer in Zukunft stark steigenden Nachfrage für den Ausweis von zeitlich hoch aufgelösten Treibhausgas (THG)-Emissionen im Stromnetz: Hierzu gehört unter anderem die Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) [2], welche besagt, dass bis zu 50.000 europäische Unternehmen in den nächsten Jahren einen transparenten Nachhaltigkeitsbericht erstellen müssen. Ein wichtiger Bestandteil der dort auszuweisenden Scope 2 und Scope 3 Emissionen gemäß Greenhouse Gas Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard (kurz: GHG Protocol) [3] sind die THG-Emissionen des Strombezugs inklusive vor- und nachgelagerter Emissionen der Anlagen und Brennstoffe. Aktuell ist die zeitlich hoch aufgelöste Emissionsbilanzierung gemäß GHG Protocol noch optional. In einem durch volatile EE geprägten Energiesystem wird sie für die Bewertung von Flexibilitäten auf der Erzeugungs- und Verbraucherseite jedoch zukünftig an Bedeutung gewinnen.

Und auch abseits der regulatorischen Anforderungen rückt der Ausweis von THG-Emissionen von Strom in den Fokus, denn viele Unternehmen bieten ihren

Kunden vermehrt die Möglichkeit an, Strom basierend auf der Emissionsintensität zu beziehen, um so den persönlichen THG-Fußabdruck zu reduzieren. In diesem Kontext spielen zeitlich hoch aufgelöste Emissionsfaktoren zur Lastoptimierung zukünftig eine wichtige Rolle. Es resultiert somit aus allen Richtungen ein steigender Bedarf an transparenten, zeitlich aufgelösten Daten für den Nachweis sowie die Vorhersage des THG-Emissionsfaktors von Strom unter Berücksichtigung des gesamten Lebenszyklus.

Mit dem CO₂-Monitor ist der Prototyp einer skalierbaren Plattform entstanden, welcher über die notwendige Grundfunktionalität verfügt, die wichtigsten Use Cases für zeitlich aufgelöste THG-Emissionsfaktoren von Strom (vgl. Abschnitt 1.2) abzudecken. Die Besonderheit des CO₂-Monitors ist die Prüfung der Bilanzierungsmethodik durch den TÜV SÜD, die Anwendbarkeit für wichtige Use Cases sowie die Abbildung zukünftiger Entwicklungen. Akteur:innen aus verschiedenen Branchen wurden in einem umfassenden Stakeholder-Dialog über entsprechende Workshop-Angebote und bilaterale Gespräche bereits in der Entwicklungsphase aktiv mit einbezogen.

Ein Kernbestandteil des CO₂-Monitors ist die entwickelte Methode und Datenbasis, um Emissionen im deutschen Stromnetz transparent und nachvollziehbar zu berechnen und dabei die Konformität mit den relevanten Teilen der ISO-Normen 14040:2006, 14044:2006, 14067:2018 [4–6] in Verbindung mit dem GHG Protocol [3] sicherzustellen. Darauf aufbauend wurde ein Prototyp einer digitalen Plattform entwickelt, der die THG-Intensität im deutschen Stromnetz ausweist. Über eine Vorhersage, die auf Künstlicher Intelligenz basiert, werden auch Prognosen zur Verfügung gestellt, die beispielsweise bei der Optimierung von flexiblen Anlagen genutzt werden können. Über eine browserbasierte Benutzeroberfläche [7] werden in dem Prototypen die aktuell verfügbaren Daten visualisiert und die Verwendung für mögliche Use Cases aufgezeigt.

1.2 Use Cases „Nachweis und Berichterstattung“

Im Rahmen der Stakeholder-Dialoge wurde eine Vielzahl an Use Cases identifiziert. Diese lassen sich den Kategorien „Nachweis und Berichterstattung“, „Flexibilisierung und THG-Reduktion“ und „zukunftsorientierte THG-Bilanz“ zuordnen (vgl. White Paper [1]). Im Folgenden werden die identifizierten Use Cases aus dem Bereich „Nachweis und Berichterstattung“ erläutert, da diese für die Ex-Post-Betrachtung und somit die in diesem Dokument beschriebene Methodik und Datenbasis von besonderer Relevanz sind.

Hintergrund

Wie in Abschnitt 1.1 erläutert, werden durch Regularien wie beispielsweise die RED III und die CSRD zeitnah immer mehr Unternehmen dazu verpflichtet, die mit ihren wirtschaftlichen Tätigkeiten direkt oder indirekt verbundenen THG-Emissionen nachzuweisen. Für viele Unternehmen, insbesondere im Falle von energieintensiven Prozessen, ist die THG-Intensität des bezogenen Stroms entscheidend für den zu berichtenden THG-Fußabdruck. Denn angesichts der zunehmenden Elektrifizierung, welche zur Erreichung der Klimaziele notwendig ist, nimmt auch die THG-Bilanz von Strom zukünftig eine immer zentralere Rolle für die Bewertung des Fußabdrucks von Unternehmen ein. Dies gilt nicht nur für den durch das Unternehmen direkt bezogenen Strom, sondern auch für die vor- und nachgelagerten Prozesse, in denen zukünftig ebenfalls vermehrt Strom eingesetzt wird. Dies kann entweder direkt oder indirekt (z.B. in Form von Wasserstoff) erfolgen.

Für die Bewertung der THG-Emissionen von Produkten und Organisationen unter Einbezug des gesamten Lebenszyklus bestehen diverse Normen und Standards. Die ISO-Normen 14040:2006 und 14044:2006 setzen Standards für die Lebenszyklusanalyse auf Produktebene. Diese werden in der ISO 14067:2018 für den Carbon Footprint konkretisiert. Auf Organisationsebene gibt es die ISO-Norm ISO 14064-1:2018 [8]. Die genannten Normen sind eng verknüpft mit dem GHG Protocol [3], welches ebenfalls Richtlinien für die Erfassung von THG-Emissionen auf Produkt- und Organisationsebene liefert. Sowohl die genannten ISO-Normen als auch das GHG Protocol beruhen methodisch auf dem Grundsatz der gesamtheitlichen Abbildung von THG-Emissionen, das heißt inklusive vor- und nachgelagerter THG-Emissionen, beziehungsweise über den gesamten Produktlebenszyklus. Daher ähneln sich angewandte Methoden und Datensätze in der Berechnung der THG-Emissionsintensität [9].

In der Praxis finden das GHG Protocol, sowie die entsprechende ISO-Norm, Anwendung zur Berechnung des Corporate Carbon Footprints und somit auch in der neuen Regularik durchgesetzt. Im GHG Protocol wird zwischen Scope 1 (direkte Emissionen vor Ort), Scope 2 (Emissionen durch Energiebezug) und Scope 3 (vor- und nachgelagerte Emissionen) unterschieden. Die Emissionen für den Strombezug sind im Wesentlichen verbrennungsbedingte Emissionen, die Scope 2 zugeordnet werden. Die vorgelagerten Emissionen der Anlagen und Brennstoffe sowie Emissionen durch Stromverluste sind Scope 3, Unterkategorie 3 zuzuordnen (vgl. Abbildung 1).

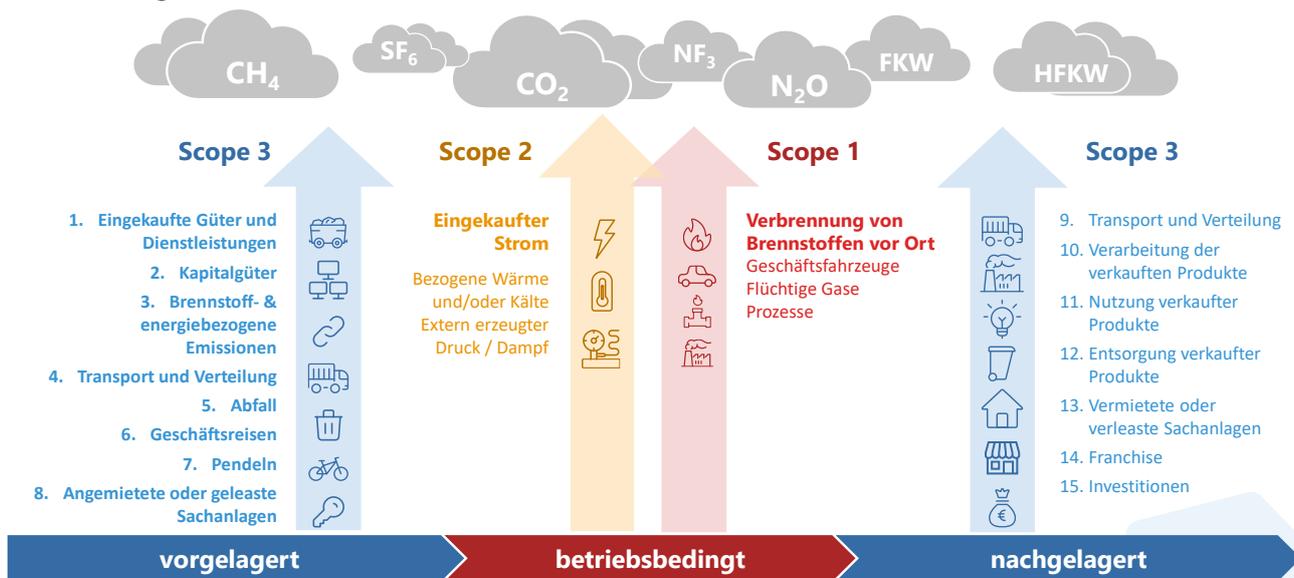


Abbildung 1: Überblick über die Scopes des Greenhouse Gas Protocols (eigene Darstellung nach [3])

Für die Bewertung der THG-Emissionen von Strom wird im GHG Protocol [10] zwischen orts- und marktbasierter Bilanzierung unterschieden. Während die ortsbasierte Bilanzierung, also die Verwendung eines Emissionsfaktors für den öffentlichen Strommix der jeweiligen Region, verpflichtend ist, kann ein Unternehmen ergänzend marktbasierend berichten. Dies bedeutet, dass ein Unternehmen produkt- oder lieferantenspezifische Emissionsfaktoren für seinen Strombezug heranzieht, wodurch beispielsweise Grünstromprodukte berücksichtigt werden.

Aktuell wird für die Ermittlung der mit dem Stromverbrauch verbundenen THG-Emissionen meist ein durchschnittlicher Emissionsfaktor des Strommix eines Jahres herangezogen und mit dem jährlichen Stromverbrauch multipliziert. Werden hingegen zeitlich hochaufgelöste THG-Emissionsintensitäten verwendet und mit ebenfalls hochaufgelösten Lastgängen verrechnet, dann ergibt sich ein genaueres Bild: Die berechneten THG-Emissionen bilden die durch den Stromverbrauch des Unternehmens verursachten THG-Emissionen besser ab, da der Zeitpunkt des Strombezugs berücksichtigt wird. Eine höhere zeitliche Auflösung wird daher auch im Rahmen der aktuellen Überarbeitung des GHG Protocols gefordert [11].

Use Cases

Durch das Offenlegen von Nachhaltigkeitskennzahlen wird Transparenz und somit die Basis für folgende im Rahmen eines Stakeholder-Workshops identifizierte Use Cases geschaffen:

- Nachhaltigkeitsberichterstattung, insb. CSRD und SFDR - Sustainable Finance Disclosure Regulation (Unternehmen aller Branchen)
- Nachweis von Einsparungen durch Lastflexibilisierung z.B. in der CSRD (Unternehmen aller Branchen)
- Nachweis der Emissionsintensität im Stromnetz für die RED III (Netzbetreiber)
- Prüfung von berichteten THG-Bilanzen und THG-Einsparungen (Prüfstellen, Wirtschaftsprüfungsgesellschaften)
- Monitoring von THG-Einsparungen zur Erreichung gesteckter THG-Ziele (Politik, Unternehmen aller Branchen)
- Nachweis des THG-Fußabdrucks von strombasierten Folgeprodukten wie z.B. grüner Wasserstoff aus Elektrolyse (Unternehmen aller Branchen)
- Bewusstsein schaffen durch Transparenz (Gesellschaft, Kund:innen, Privatpersonen)

Beispiel

In der folgenden Abbildung ist die zeitliche Variation des Emissionsfaktors von Strom beispielhaft anhand einer Sommerwoche (Kalenderwoche 24, 2023) dargestellt. Es lässt sich eine deutliche Abweichung des stündlichen Emissionsfaktors vom lastgewichteten Wochenmittelwert erkennen. So liegt der stündliche Emissionsfaktor in den Mittagsstunden bei hoher Photovoltaik (PV)-Einspeisung unter dem Mittel und nachts zu Zeiten geringer EE-Anteile über dem mittleren Emissionsfaktor der Woche.

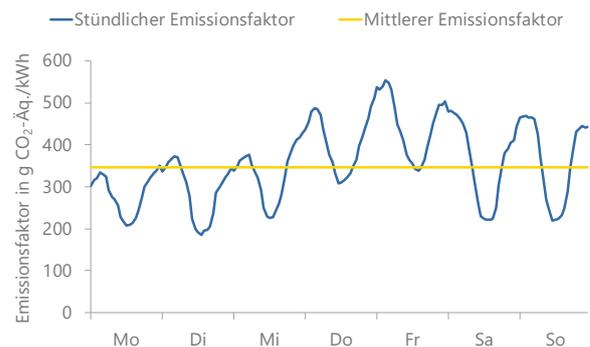


Abbildung 2: Unterschied zwischen stündlichen und mittleren Emissionsfaktoren (inkl. Lebenszyklusperspektive) am Beispiel einer Sommerwoche

Welchen Einfluss die Verwendung zeitlich aufgelöster Emissionsfaktoren auf die THG-Bilanz für verschiedene Lastgänge haben kann, wird im Folgenden anhand verschiedener Branchen verdeutlicht. Für jeden Wirtschaftszweig wird ein Typlastgang basierend auf [12] verwendet, der auf 1 GWh pro Jahr normiert ist und die unterschiedlichen Charakteristika der Branchen abbildet. Diese Lastgänge werden anschließend mit dem stündlichen THG-Emissionsfaktor aus dem CO₂-Monitor für die Kalenderwoche 24 im Jahr 2023 (s. Abbildung 2) multipliziert, um die THG-Emissionen im Wochenlauf zu bestimmen:

Während bei Verwendung des mittleren Emissionsfaktors die THG-Emissionen in der Beispielwoche für alle Branchen 6.660 kg CO₂-Äquivalente (Äq.) betragen, ist bei der Verwendung der stündlichen Emissionsfaktoren je nach Branche eine Abweichung um -8 % (Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau) bis +2 % (Grundstoffchemie) zu beobachten. Es wird somit deutlich, dass die Verwendung stündlicher Emissionsfaktoren insbesondere für Lastgänge relevant ist, die stark mit den Stunden hoher EE-Anteile und somit geringer Emissionsfaktoren korrelieren.

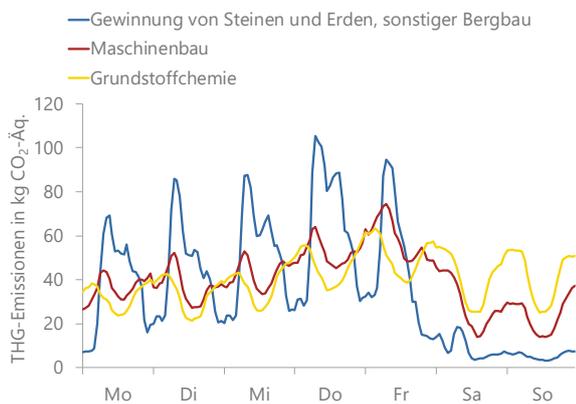


Abbildung 3: Stündliche THG-Bilanz ausgewählter Branchen für eine beispielhafte Sommerwoche

Das vorherige Beispiel verdeutlicht nicht nur die Relevanz einer stündlichen Auflösung von THG-Emissionsfaktoren von Strom, sondern auch das grundsätzliche Vorgehen zur Anwendung der Daten für die zuvor genannten Use Cases. Es lässt sich für alle Use Cases folgendes Vorgehen definieren:

- Erfassung des Stromverbrauchs
 - für den gewünschten Zeitraum (z.B. bestimmte Tage, Wochen oder komplettes Kalenderjahr)
 - in der benötigten zeitlichen Auflösung (entweder Lastgang in stündlicher Auflösung oder Jahresverbrauch)
- Download oder direkte Einbindung der THG-Emissionsfaktoren des deutschen Strommix über die CO₂-Monitor-Plattform [4]:
 - für den gewünschten Zeitraum (konsistent zum Stromverbrauch, z.B. bestimmte Zeiträume oder komplettes Kalenderjahr)
 - in der benötigten zeitlichen Auflösung (konsistent zum Stromverbrauch, entweder stündlich oder Jahresmittel)
 - für den berücksichtigten Betrachtungsrahmen (Scope 2, Scope 3 oder gesamter Lebenszyklus)
 - im gewünschten Format (vgl. Abschnitt 2.7)
- Multiplikation des Stromverbrauchs mit den Emissionsfaktoren in der jeweiligen Stunde bzw. dem jeweiligen Jahr
- Ggf. Aufsummieren der berechneten Emissionen der einzelnen Stunden über den betrachteten Zeitraum

Abgeleitete Anforderungen

Für die Use Cases aus der Kategorie „Nachweis und Berichterstattung“ wurden im Zuge des Stakeholder-Dialogs (vgl. White Paper [1]) folgende wesentlichen Anforderungen an die bereitgestellten THG-Daten identifiziert werden:

- Anwendbarkeit für das GHG Protocol
 - Location-based: Strommix für Deutschland
 - Aufschlüsselung nach Scope 2 und 3
- Berücksichtigung energiewirtschaftlicher Zusammenhänge
 - Stromaustausch zwischen Ländern
 - Kraft-Wärme-Kopplung
- Hohe zeitliche Auflösung
 - Mind. 1 h, besser 15 Min.
- Ex-Post-Betrachtung
 - Für vergangene(s) Kalenderjahr(e)
- Aktualisierbarkeit
 - Regelmäßig aktualisierte Eingangsdaten
 - Regelmäßige Neuberechnung
- Transparenz und Nachvollziehbarkeit
 - Möglichst öffentliche, anerkannte Quellen
 - Dokumentation der Datenbasis und Methodik
 - Nachvollziehbare Berechnungsansätze
 - Externe Prüfung der Methodik

1.3 Resultierende Ziele und Kriterien

Es wird deutlich, dass die Anforderungen, die sich aus den Use Cases im Bereich CO₂-Monitoring ergeben, vielfältig sind und sich insbesondere auch an die Berechnungsmethode und Datenbasis richten. Für den CO₂-Monitor wurden im Rahmen des Projektes daher folgende drei Ziele definiert, die die Methodik erfüllen soll: Zunächst soll eine Anwendbarkeit der Daten zum zeitlich hochaufgelösten CO₂-Monitoring für die zuvor beschriebenen Use Cases sichergestellt werden. Zudem ist der Anspruch, einen wissenschaftsbasierten Ansatz zu wählen, der den aktuellen „State-of-the-Art“, also bestehende etablierte Ansätze, berücksichtigt sowie die Aktualität der Eingangsdaten sicherstellt. Weiterhin verfolgt der CO₂-Monitor das Ziel, transparent, nachvollziehbar und verständlich zu sein. Anhand dieser übergeordneten Ziele und der sich aus den Use Cases ergebenden Anforderungen wurden folgende Kriterien an die Methodik und Datenbasis abgeleitet:

1.3.1 Anwendbarkeit für relevante Use Cases

Das erste Ziel ist die Nutzbarkeit für relevante Use Cases. Wie zuvor erläutert, bezieht sich die in diesem Dokument dargelegte Methodik nur auf aktuelle beziehungsweise historische Emissionsfaktoren (Ex-Post-Betrachtung). Daher liegt der Fokus im Folgenden auf den Use Cases der Berichterstattung (vgl. Abschnitt 1.2). Hieraus resultiert das Kriterium, dass mithilfe der Methode die verbrauchsorientierte THG-Emissionsintensität im deutschen Strommix in hoher zeitlicher Auflösung (mind. stündlich) dargestellt wird. Zur leichteren Anwendbarkeit werden diese Daten den Nutzer:innen in verschiedenen Formaten

(visualisiert, downloadbar, automatisch maschinenlesbar) bereitgestellt.

Aus dem Ziel der Nutzbarkeit für die Berichterstattung ergibt sich zudem, dass die durch die Methode berechneten Emissionsfaktoren den Grundsätzen der ortsbasierten Bilanzierung im GHG Protocol folgen. Denn das GHG Protocol ist ein etablierter Standard zur Bestimmung von THG-Emissionen, welcher u.a. in der CSRD gefordert wird. Dies erfordert die Bereitstellung von Emissionsfaktoren getrennt nach Scopes: Während Scope 2 Emissionsfaktoren die direkten THG-Emissionen des Strommix ausweisen, spiegeln die Scope 3 Emissionsfaktoren die THG-Emissionen aus vor- und nachgelagerten Prozesse wider [10]. Die Anwendbarkeit für das GHG Protocol, sowie die Konformität der Methode mit den relevanten Teilen der ISO 14040:2006, 14044:2006 und 14067:2018 (vgl. Abschnitt 1.2), ist ein wichtiges Kriterium und hat Einfluss auf viele weitere methodische Entscheidungen.

Dabei gilt es zu beachten, dass zwar die Anwendbarkeit der gelieferten Daten für die in Abschnitt 1.2 beschriebenen Use Cases im Fokus steht, die Konformität der anschließenden Nutzung in den einzelnen Use Cases jedoch nicht Gegenstand der Prüfung ist. Denn diese ist von der konkreten Anwendung der vom CO₂-Monitor gelieferten Eingangsdaten (z.B. die Verwendung der Emissionsfaktoren für die nachgelagerte Erstellung des CSRD-Berichts) und damit vom jeweiligen Einzelfall abhängig.

Zusammenfassend ergeben sich somit folgende Prüfkriterien:

- Mithilfe der Methode wird die THG-Emissionsintensität des Strommix in Deutschland auf stündlicher Basis berechnet, um ortsbasierte Scope 2 und Scope 3 Emissionen im öffentlichen Stromnetz zur Anwendung für das GHG Protocol bereitzustellen.
- Die Anwendung der Daten für unterschiedliche Use Cases wird exemplarisch aufgezeigt, um Nutzer:innen Möglichkeiten zur Anwendung der Daten und den damit verbundenen Mehrwert aufzuzeigen.
- Es werden zusätzlich Informationen über den Anteil von Strom aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt.

1.3.2 State-of-the-Art und Aktualität

Ein weiteres Ziel ist es, eine wissenschaftsbasierte Methodik zu entwickeln, die auf bereits etablierte Ansätze zurückgreift. Hieraus ergeben sich folgende Kriterien: Zunächst ist es für die Berechnung von Scope 3 Emissionsfaktoren notwendig, die THG-Emissionen des gesamten Lebenszyklus zu betrachten. Eine etablierte Methode hierfür stellt die Ökobilanzierung (engl. Life Cycle Assessment - LCA) nach ISO 14040:2006 und 14044:2006 bzw. der in ISO 14067:2018 spezifizierte Carbon Footprint von Produkten dar [4–6]. Daher ist ein Kriterium, dass die entwickelte Methode sich an den relevanten Grundsätzen der Ökobilanzierung orientiert. Des Weiteren soll eine Bilanzierung nach Verbraucherprinzip

Tabelle 1: Überblick über die drei wichtigsten Ziele und die dazugehörigen Kriterien



Anwendbarkeit für relevante Use Cases

- THG-Emissionsintensität des Strommix im deutschen Stromnetz in stündlicher Auflösung
- Scope 2 und Scope 3 Emissionsfaktoren für ortsbasierte Bilanzierung nach GHG Protocol
- Aufzeigen der Anwendung der Daten für relevante Use Cases



State-of-the-Art und Aktualität

- Methodische Anwendung von Aspekten der Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Assessment - LCA) gemäß ISO 14040:2006, 14044:2006 und 14067:2018
- Einbezug von Stromimporten und -exporten mithilfe eines Flow-Tracing-Ansatzes
- Einbezug von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) durch Allokation nach ISO 14067:2018
- Sekundärdaten aus aktuellen Quellen
- Sicherstellung der Aktualität der Daten



Transparenz und Nachvollziehbarkeit

- Verwendung von frei verfügbaren Datenquellen (Open Source)
- Sekundärdaten aus anerkannten Quellen
- Transparente Dokumentation der Berechnung für Externe (z.B. Nutzer:innen und Prüfende)

geschehen, weshalb Stromimporte und -exporte berücksichtigt werden. Dabei wird der Stromaustausch zwischen verschiedenen Ländern mithilfe des in der Wissenschaft etablierten „Flow Tracing“-Ansatzes einbezogen. Ebenso relevant ist die Berücksichtigung der Tatsache, dass im deutschen Kraftwerkspark die Stromerzeugung auch mithilfe von Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen erfolgt. Da hier zwei Koppelprodukte entstehen, muss gemäß ISO 14067:2018 eine Allokation der THG-Emissionen auf Wärme und Strom stattfinden.

Ein weiterer wichtiger Grundsatz ist die Aktualität der Daten. Dies bedeutet, dass immer die Quelle aus dem letzten verfügbaren Jahr verwendet wird, unter der Voraussetzung, dass alle weiteren Anforderungen erfüllt sind. Zu den notwendigen Anforderungen gehört die Anwendbarkeit für die relevanten Use Cases (vgl. Prüfkriterien in Abschnitt 1.3.1) und die Transparenz der Quelle (vgl. Prüfkriterien in Abschnitt 1.3.3). Bei Einhaltung aller notwendigen Kriterien wird anschließend geprüft, inwiefern die Quelle weitere, bevorzugte Anforderungen erfüllt. Hierzu gehören die Vollständigkeit der Datensätze und deren regelmäßige Aktualisierung. Daraus ergeben sich die beiden weiteren Prüfkriterien, dass Sekundärdaten aus aktuellen Quellen verwendet werden und Workflows für die Sicherstellung der Aktualität der Datenbasis definiert sind.

Zusammengefasst resultieren folgende Prüfkriterien:

- Die Methode berücksichtigt relevante Teile aus den ISO-Normen zum Carbon Footprint von Produkten (14067:2018) und der Ökobilanz (14040:2006 und 14044:2006).
- Die Methode berücksichtigt den aktuellen Stand der Wissenschaft für den Einbezug von Stromimporten und -exporten mithilfe eines Flow-Tracing-Ansatzes.
- Die Methode definiert den Einbezug von Kraft-Wärme-Kopplung in die Berechnung, um eine transparente Abbildung dieser in der Emissionsintensität des Strommix zu gewährleisten.
- Die Methode nutzt Sekundärdaten aus aktuellen Quellen.
- Es werden Workflows für die Sicherstellung der Aktualität der Datenbasis definiert.

1.3.3 Transparenz, Nachvollziehbarkeit, Verständlichkeit

Schlussendlich leitet sich das Ziel nach Transparenz, Nachvollziehbarkeit und Verständlichkeit aus den vorangestellten Zielen ab. Denn um Anwendung in entsprechenden Use Cases zu finden, müssen Nutzer:innen der Daten genauso wie Prüfende die

Möglichkeiten haben, die Berechnungsmethodik einsehen und nachvollziehen zu können. Um eine breite Anwendung der Daten des CO₂-Monitors zu ermöglichen, werden daher einfache, nachvollziehbare methodische Ansätze gegenüber komplexeren und damit intransparenteren Ansätzen bevorzugt.

Daraus ergeben sich verschiedene Kriterien, die methodische Entscheidungen maßgeblich beeinflussen. Um die Nachvollziehbarkeit zu garantieren, ist ein Kriterium die Verwendung frei verfügbarer Datenquellen. Damit können die Eingangsdaten nachvollzogen und Ergebnisse reproduziert werden. Neben der freien Verfügbarkeit ist ein weiteres Kriterium die Verlässlichkeit der Sekundärdatenquellen. Wenn möglich soll hierbei auf statistische Daten und Daten anerkannter Institutionen zurückgegriffen werden, um die Glaubwürdigkeit der Datenbasis sicherzustellen.

Schlussendlich kann die Nachvollziehbarkeit nur gewährleistet werden, wenn eine umfassende Dokumentation vorliegt. Die angewandte Methodik und zugrundeliegende Datenbasis zur Berechnung der THG-Emissionsintensität des deutschen Strommix wird in diesem Methodenbericht daher ausführlich erläutert.

Vor dem Hintergrund die Berechnungsgrundlage für Externe (Nutzer:innen und Prüfende) nachvollziehbar und die Ergebnisse unterschiedlicher Plattformen vergleichbar zu machen, werden somit zusammenfassend folgende Prüfkriterien definiert:

- Die Methode verwendet frei verfügbare (open source) Datenquellen.
- Die Methode nutzt Sekundärdaten von anerkannten Quellen.
- Eine transparente Dokumentation (in Form eines Methodenberichts, White Papers und Textbausteinen auf der Plattform) sorgt für eine erleichterte Verständlichkeit und Interpretation der Daten insbesondere für Nutzer:innen mit geringen Vorerfahrungen.

2 Methodik und Datenbasis

Während die Erläuterung möglicher Use Cases inklusive Anwendungsbeispiele für stündliche THG-Emissionsfaktoren des deutschen Strommix im Detail in Kapitel 1, dem White Paper [1] sowie auf der Plattform [4] erfolgt, werden im Folgenden die zugrundeliegende Berechnungslogik und die verwendeten Datenquellen beschrieben. Es gilt zu beachten, dass Entscheidungen im Hinblick auf die Methodik immer vor dem Hintergrund der in Abschnitt 1.3 dargelegten Ziele und Kriterien getroffen werden.

Die Methodik dient dem Ziel, die THG-Intensität des öffentlichen Strommixes in Deutschland (ohne industrielle Eigenerzeugung) auf stündlicher Basis zu berechnen, um eine Datengrundlage für verschiedene Use Cases zu schaffen. Ein zentraler Use Case ist die nichtfinanzielle Berichterstattung gemäß CSRD. Hierzu gehören THG-Emissionen, welche aufgrund von Stromverbrauch im Rahmen von Scope 2 und Scope 3 Emissionen nach GHG Protocol [3] berichtet werden müssen.

Auch wenn bisher keine stündliche Auflösung im GHG Protocol festgehalten ist, wird diese im Zuge der aktuellen Überarbeitung des GHG Protocols gefordert [11]. Der Fokus des CO₂-Monitors liegt daher auf der Bereitstellung stündlicher Emissionsfaktoren.

Ergänzend wird zudem ein lastgewichteter Jahresmittelwert sowie der Anteil erneuerbarer Erzeugung am Strommix bereitgestellt. Dieser Anteil wird berechnet, indem je Stunde zunächst die Nettostromerzeugung aller mit erneuerbaren Energieträgern betriebenen Anlagen aufsummiert und anschließend deren Anteil an der Gesamterzeugung bestimmt wird. Die für die Berechnung notwendige Nettostromerzeugung stammt direkt aus der Transparency Plattform des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) [13], welche in der EU eine anerkannte und frei zugängliche Datenquelle darstellt.

Abbildung 4 stellt schematisch die angewandte Berechnungslogik für die Berechnung der stündlichen THG-Intensität des Strommix dar. Ausgangspunkt sind die Daten zur Stromerzeugung aus der ENTSO-E Transparency Plattform [13]. Hier werden Daten der

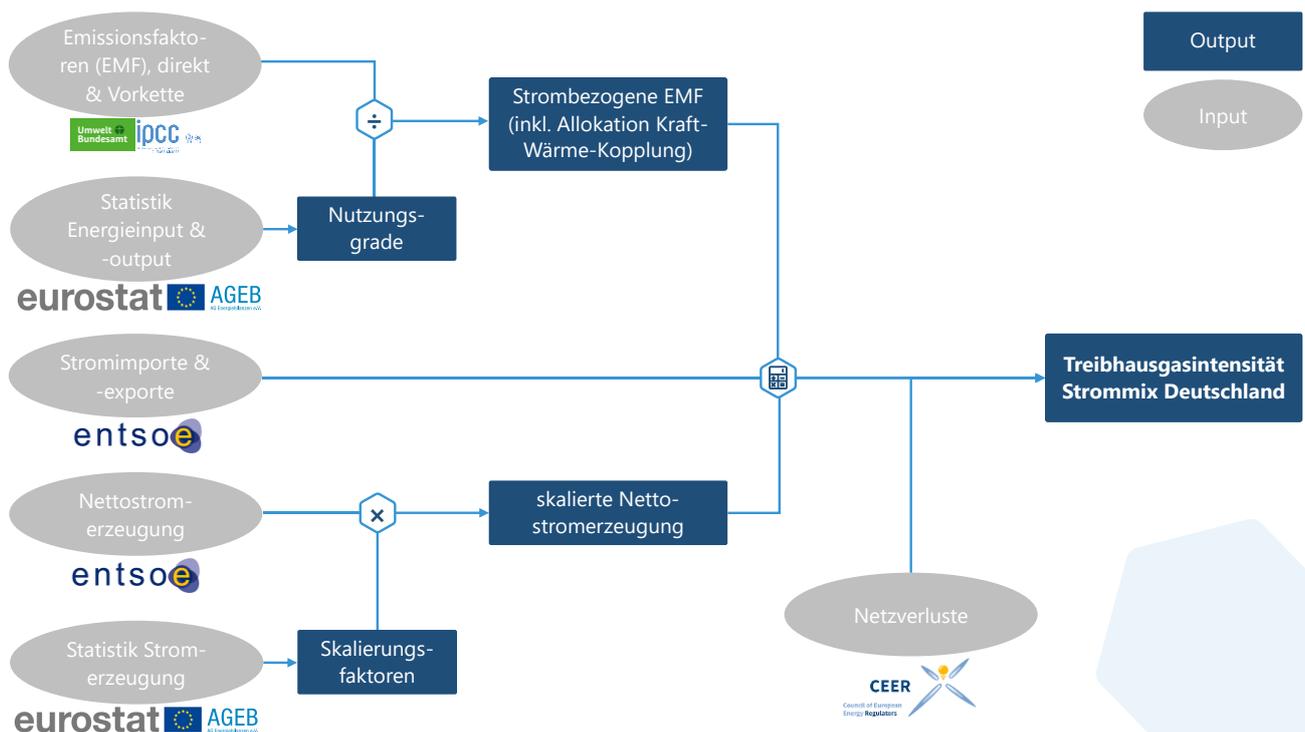


Abbildung 4: Überblick über die Methodik zur Berechnung der stündlichen THG-Intensität des deutschen Strommix

Übertragungsnetzbetreiber zur Nettostromerzeugung nach Erzeugungstyp¹ sowie zu Stromimporten und -exporten² auf stündlicher Basis bereitgestellt.

Aufgrund von Unterschieden zwischen den Jahressummen der Erzeugungsdaten der ENTSO-E und anderen statistischen Daten, werden die Erzeugungsdaten der ENTSO-E auf die Mantelzahlen der Eurostat skaliert. Dies ermöglicht die Verwendung der hohen zeitlichen Auflösung der Daten auf der ENTSO-E Transparency Plattform bei gleichzeitiger Einhaltung statistisch erfasster Jahresgesamtmengen. Die Skalierungsfaktoren errechnen sich aus der statistischen Stromerzeugung je Erzeugungstyp in einem historischen Jahr gemäß Eurostat [14], die bei Bedarf mithilfe des errechneten Eigenverbrauchs aus Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) [15] zunächst in Nettostromerzeugung umgerechnet wird. Anschließend wird diese statistische Nettostromerzeugung ins Verhältnis zu der bei der ENTSO-E gemeldeten Nettostromerzeugung im gleichen Jahr gesetzt.

Kombiniert mit energieträgerspezifischen Emissionsfaktoren kann somit die durchschnittliche THG-Intensität des Strommix in einer Stunde berechnet werden. Die Daten zur THG-Emissionsintensität stammen für Deutschland vom Umweltbundesamt (UBA) [16] und sind primärenergiebezogen. Mithilfe der energieträgerspezifischen Nutzungsgrade, die sich durch Energieinput und Stromoutput mithilfe von Eurostat-Daten [13] berechnen lassen, werden die primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren in strombezogene Emissionsfaktoren umgerechnet. In diesem Schritt findet unter Anwendung der Effizienzmethode (engl. efficiency method) nach GHG Protocol [17] ebenfalls eine Allokation von THG-Emissionen auf die Wärme- und Stromerzeugung in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung statt.

Die Methodik schließt neben den Erzeugungsdaten auch Stromimporte und -exporte ein. Hierbei erfolgt mithilfe des „Flow Tracing“-Ansatzes [18, 19] eine Ermittlung der Veränderung der Emissionsintensität des deutschen Strommix bedingt durch den Stromhandel. Die Emissionsfaktoren je Erzeugungstyp für alle anderen Länder außerhalb Deutschlands stammen vom IPCC (International Panel for Climate Change) [20]. Für die Berechnung der Scope 3-Emissionen sind außerdem Netzverluste von Relevanz, welche im letzten Schritt mithilfe von prozentualen Netzverlusten [21] berücksichtigt werden.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Sekundärdatenquellen und eine kurze Beschreibung dieser. Bei Auswahl der Datenbasis wurde darauf geachtet, dass frei verfügbare, nachvollziehbare und möglichst aktuelle Daten für die Berechnung herangezogen werden (vgl. Abschnitt 1.3). Zusätzlich wird für jede Quelle das Jahr, auf welches sich die Daten in diesem Bericht beziehen, sowie die erwartete Frequenz der Aktualisierung angegeben.

Die Daten der ENTSO-E zur zeitlich hochaufgelösten Stromerzeugung nach Erzeugungstypen und zum Stromhandel werden je nach Land stündlich oder viertelstündlich bei Datenbereitstellung durch die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht. Um auf der CO₂-Monitor-Plattform möglichst zeitnah einen Wert für die THG-Emissionsintensität des Strommix ausweisen zu können, wird die Berechnung der THG-Intensität direkt für die vorherige Stunde angestoßen. Die Daten zu Stromhandel und -erzeugung auf der ENTSO-E Plattform werden jedoch – teils systematisch, teils aufgrund von unregelmäßig auftretenden Fehlern – nachträglich aktualisiert. Daher wird die THG-Intensität des Strommix in der jeweiligen Stunde drei Tage nach der ersten Berechnung noch einmal nachberechnet. Dieses Intervall wurde festgelegt, um etwaige kurzfristige Datennachmeldungen in die Berechnung mit einzubeziehen.

Für die Anwendung der Daten zur Emissionsintensität im Strommix in der Berichterstattung ist einerseits die Aktualität, andererseits auch die Transparenz und Nachvollziehbarkeit wichtig. Für viele Unternehmen endet das Geschäftsjahr im Dezember. Daher werden die Scope 2 und Scope 3 Emissionsfaktoren zur Anwendung für die Berichterstattung Ende Januar rückwirkend für das vergangene Kalenderjahr noch einmal neu berechnet und zur Verfügung gestellt. Damit wird sichergestellt, dass die zu diesem Zeitpunkt aktuellsten Daten von der ENTSO-E in die Berechnung einfließen. Für weitere Inputdaten, welche beispielsweise auf statistische Quellen zurückgreifen, muss dabei der letzte veröffentlichte Stand einbezogen werden. Somit werden die Emissionsfaktoren zur Berichterstattung immer unter Einbezug von Daten aus dem Vorjahr berechnet, da zum Zeitpunkt der Berichterstattung die Daten für das Berichtsjahr noch nicht in aktualisierter Form vorliegen. Dies betrifft beispielsweise die Bestimmung der Skalierungsfaktoren.

¹ Actual Generation per Production Type [16.1.B&C]

² Physical Flows [12.1.G]

Tabelle 2: Übersicht über Sekundärdatenquellen zur Berechnung der THG-Intensität des deutschen Strommix

Indikator	Quelle	Region	Jahr ³	Aktualisierung	Beschreibung
Nettostromerzeugung	ENTSO-E [13]	ENTSO-E Mitglieds-länder	-	(viertel) stündlich ⁴	<ul style="list-style-type: none"> (Viertel-)stündliche Daten zu Nettostromerzeugung nach Erzeugungstypen (Actual Generation per Production Type [16.1.B&C])
Importe & Exporte	ENTSO-E [13]	ENTSO-E Mitglieds-länder	-	(viertel) stündlich ⁴	<ul style="list-style-type: none"> Stündliche Stromflüsse über Nationalgrenzen (Physical Flows [12.1.G])
Emissionsfaktoren	Umweltbundesamt [16]	DE	2021	vrsl. jährlich ⁵	<ul style="list-style-type: none"> Primärenergiebezogen auf Bruttostromerzeugung nach Erzeugungstypen Direkt und Vorkette (inkl. Hilfsenergie) Bei Nichtverfügbarkeit: Wert aus Nationalem Inventarbericht [22]
Wirkungsgradreferenzwerte	IPCC [18]	Nicht-DE	2014	unregelmäßig ⁵	<ul style="list-style-type: none"> Stromerzeugung nach Erzeugungstypen Direkt und Lebenszyklus Bei Nichtverfügbarkeit: Wert für DE
Wirkungsgradreferenzwerte	EU Kommission [22]	DE	2016	unregelmäßig ⁵	<ul style="list-style-type: none"> Erzeugungstypspezifische Effizienzen für Referenzkraftwerke für Strom- und Wärmeerzeugung (notwendig für Allokation bei KWK-Anlagen)
Energiebilanzen	Eurostat [14]	DE	2021	jährlich ⁵	<p>Daten nach Energieträger (SIEC):</p> <ul style="list-style-type: none"> Bruttostromerzeugung (Output) ohne Eigenverbrauch (<i>GEP_MAPE, GEP_MAPCHP</i>) Bruttowärmeerzeugung KWK ohne Eigenverbrauch (<i>GHP_MAPCHP</i>) Brennstoffinput (<i>TI_EHG_MAPE, TI_EHG_MAPCHP</i>)
Monatliche Stromerzeugung	Eurostat [23]	DE	2021	monatlich ⁶	<ul style="list-style-type: none"> Nettostromerzeugung für Erzeugungstypen Solar, Wind onshore, Wind offshore und Geothermie
Kraftwerkeigenverbrauch	AGEB [15]	DE	2021	jährlich ⁵	<ul style="list-style-type: none"> Errechnung aus erzeugungstypspezifischer Brutto- & Nettostromerzeugung Durchschnittswert für Abfall Bei Nichtverfügbarkeit: Durchschnitt aus fossilen Kraftwerkstypen
Netzverluste	CEER [21]	ENTSO-E Mitglieds-länder	2018	unregelmäßig ⁵	<ul style="list-style-type: none"> Faktor für Gesamtverluste (Übertragung und Verteilung) Bei Nichtverfügbarkeit: letzter existierender Wert für Land (vor 2018), sonst Durchschnitt über alle Länder

³ Die in diesem Methodenbericht dargestellten Werte beziehen sich auf das hier aufgeführte Jahr.

⁴ Der Datenabruf erfolgt automatisiert über die ENTSO-E Transparency Plattform und wird einmal monatlich überprüft.

⁵ Die Verfügbarkeit aktualisierter Daten wird zu Quartalsbeginn überprüft und zeitnah (spätestens Quartalsende) eingearbeitet.

⁶ Bei monatlichen Daten zur Stromerzeugung erfolgt die Aktualisierung, wenn statistische Daten in jährlicher Auflösung zur Verfügung stehen.

Die zuvor zusammengefasste Methode wird im Folgenden noch einmal im Detail beschrieben. Hierfür werden in Abschnitt 0 zunächst die Systemgrenzen definiert. Anschließend werden in den Abschnitten 2.2 bis 2.4 die einzelnen Bestandteile der Berechnung und entsprechende methodische Entscheidungen genauer erläutert. Basierend auf den Sensitivitätsanalysen in Abschnitt 2.5 erfolgt in Abschnitt 2.6 eine Diskussion der Annahmen und Limitationen. Abschließend werden in Abschnitt 2.7 die Ergebnisse des CO₂-Monitors dargestellt.

2.1 Systemgrenzen

Die THG-Emissionsintensität des Strommix wird für Deutschland auf stündlicher Basis und für den Jahresdurchschnitt ermittelt. Dem Lebenszyklusansatz (vgl. ISO 14040:2006, ISO 14044:2006, ISO 14067:2018 in Verbindung mit dem GHG Protocol) folgend, werden dabei sowohl verbrennungsbedingte Emissionen (Scope 2) als auch weitere Emissionen aus vorgelagerten Prozessen sowie Netzverlusten (Scope 3) berücksichtigt. Die Summe dieser beiden Emissionsfaktoren ergibt den gesamten THG-Emissionsfaktor für den Lebenszyklus (engl. Life Cycle - LC).

Die funktionelle Einheit ist eine Kilowattstunde Strom im öffentlichen Netz in Deutschland ohne industrielle Eigenerzeugung (vgl. Exkurs 1 in Abschnitt 2.2). Es handelt sich hierbei um eine ortsbasierte Bilanzierung, welche nach GHG Protocol für die Scope 2 Berechnung [10] verpflichtend erforderlich ist. Um dem Verursacherprinzip (verbrauchter Strom, engl. consumption mix) Rechnung zu tragen, werden in den Erzeugungsmix (produzierter Strom, engl. production mix) Stromimporte und -exporte sowie Netzverluste einbezogen.

Die THG-Emissionsintensität umfasst neben CO₂ auch weitere Treibhausgase wie Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O). Diese werden über ihr Treibhauspotenzial (engl. Global Warming Potential - GWP) in CO₂-Äquivalente umgerechnet.

2.2 Stromerzeugung

Als Datengrundlage für die Bestimmung der stündlichen THG-Emissionsintensität des Strommix sind erzeugungstypspezifische, zeitlich hochaufgelöste Daten zur Stromerzeugung notwendig. In Europa gibt es hierfür mit der ENTSO-E Transparency Plattform [13]

⁷ Es erfolgt keine Stromerzeugung durch die Typen „Marine“, „Fossil Oil Shale“, „Fossil Coal-derived gas“, „Fossil Peat“, und „Nuclear“,

eine weitverbreitete Datenquelle, welche in der Branche standardmäßig verwendet wird und somit die Basis für die hier dargelegte Methodik darstellt.

Von der ENTSO-E werden für jedes Land Daten zur Nettostromerzeugung nach verschiedenen Erzeugungstypen in mindestens stündlicher Auflösung bereitgestellt. Da sich die meisten anderen Sekundärdatenquellen auf die Bruttostromerzeugung beziehen, müssen für die Umrechnung von Brutto- in Nettostromerzeugung die Kraftwerkseigenverbräuche für einzelne Erzeugungstypen bestimmt werden. Diese lassen sich aus Angaben zur Brutto- und Nettostromerzeugung in Deutschland für 2021 von der AGEB errechnen [15]. Hierfür wird je Erzeugungstyp der Anteil des Eigenverbrauchs an der Gesamterzeugung bestimmt. Die zur Umrechnung verwendeten Eigenverbräuche sind in Anhang A aufgeführt.

2.2.1 Erzeugungstypen

Die Kategorisierung der Erzeugungstypen im CO₂-Monitor orientiert sich an den Erzeugungstypen der ENTSO-E. Die ENTSO-E unterscheidet insgesamt 20 unterschiedliche Erzeugungstypen. In Deutschland findet die Stromerzeugung im Jahr 2023 durch insgesamt 15 Erzeugungstypen statt⁷.

Die folgenden Erzeugungstypen werden im CO₂-Monitor für Deutschland verwendet und folgendermaßen in nicht-erneuerbare und erneuerbare Kraftwerkstypen nach [24] eingeteilt.

- Nicht-erneuerbar:
 - Braunkohle
 - Steinkohle
 - Öl
 - Pumpspeicher
 - Erdgas
 - Abfall
- Erneuerbar:
 - Biomasse
 - Geothermie
 - Wasserkraft
 - Solar
 - Wind Offshore
 - Wind Onshore

Aufgrund der Verwendung von weiteren Sekundärdatenquellen können die Erzeugungstypen aus ENTSO-E nicht identisch für den CO₂-Monitor übernommen werden. Denn diese Quellen nehmen wiederum eine

wobei Letzteres mit dem deutschen Ausstieg aus der Kernenergie im Frühjahr 2023 einen Sonderfall darstellt.

eigene Kategorisierung vor, sodass eine Anpassung der ENTSO-E Erzeugungstypen wie folgt stattfindet:

Zum einen fasst die Kategorie „Wasserkraft“ zwei ENTSO-E Erzeugungstypen zusammen. Dies ist erforderlich, da keine eindeutige Zuordnung der ENTSO-E Erzeugungstypen zu den Erzeugungstypen in weiteren zentralen Datenquellen – insbesondere [14, 16] – möglich ist. Zum anderen ist aus den Daten nicht eindeutig ersichtlich, ob der Erzeugungstyp „Waste“ auch biogene Anteile umfasst. Aus einem Abgleich mit statistischen Daten wird gefolgert, dass es sich lediglich um die Stromerzeugung aus fossilem Abfall handelt.

Zusätzlich werden die Kategorien „Other“ und „Other renewable“ nicht als separate Erzeugungstypen mit aufgeführt und aus der Berechnung ausgeschlossen. Der Grund hierfür ist, dass aufgrund fehlender Informationen zur Zusammensetzung kein eindeutiger Emissionsfaktor zugeordnet werden kann. Das Ausklammern dieser Kategorien hat einen geringen Einfluss auf die THG-Emissionsintensität des deutschen Strommixes, wie sich am Anteil dieser Erzeugungstypen an der Stromerzeugung ablesen lässt. So betrug dieser im Zeitraum von 2019 bis 2022 in jeder Stunde jeweils weniger als 1,5 % am Strommix in Deutschland.

Eine detaillierte Übersicht der vorgenommenen Zuordnung von Erzeugungstypen nach ENTSO-E, UBA und den verwendeten statistischen Quellen zu den im CO₂-Monitor gewählten Erzeugungstypen kann Anhang B entnommen werden.

2.2.2 Skalierungsfaktoren

Die Erzeugungsdaten der ENTSO-E werden von den Übertragungsnetzbetreibern an die Plattform gemeldet. Neben kurzfristiger Probleme der Datenverfügbarkeit, wie der verspäteten Lieferung der Daten, gibt

es bei der Datenquelle zudem systematische Einschränkungen. Wie in [24] beschrieben, decken sich die Daten in Deutschland für einige Erzeugungstypen nicht vollständig mit der realisierten Stromerzeugung. Dies trifft vor allem auf Erdgas und Wasserkraft zu, welche meist auf Mess- und Fahrplanwerten sowie Hochrechnungen beruhen. Auch bei anderen Energieträgern treten Abweichungen zu statistischen Daten auf, wie bereits von Hirth et al. [25] festgestellt.

Um die systematische Abweichung der Stromerzeugung zu statistischen Daten methodisch abzubilden, werden aus dem letzten verfügbaren Jahr sogenannte Skalierungsfaktoren gebildet. Das heißt, die Daten zur Nettostromerzeugung werden mit einem erzeugungstypspezifischen Faktor auf die Werte aus den Eurostat-Energiebilanzen⁸ skaliert. Da der Strommix ohne industrielle Eigenerzeugung bewertet werden soll, ist der Strom von Eigenerzeugern (engl. Autoproducer) ausgenommen (vgl. Exkurs 1).

Im Allgemeinen wird hierbei ein jährlicher Skalierungsfaktor angesetzt, denn eine monatliche Korrektur ist aufgrund der eingeschränkten Verfügbarkeit von monatlichen Daten nicht für alle Erzeugungstypen möglich. Die statistischen Jahreswerte beziehen sich auf die Bruttostromerzeugung, daher werden diese mithilfe der errechneten Eigenverbräuche aus AGEB [15] in die Nettostromerzeugung umgerechnet. Da für die erneuerbare Stromerzeugung monatliche Werte zur Nettostromerzeugung vorliegen und saisonale Unterschiede in der Erzeugung bestehen, werden für die volatile EE-Erzeugung aus Solar und Wind monatliche Skalierungsfaktoren bestimmt.

Ausnahmen: Geothermie und Wasserkraft

Bei Geothermie wird von dem soeben beschriebenen Vorgehen abgewichen, da eine Analyse der Daten zeigt, dass die jährliche Bruttostromerzeugung in den

Exkurs 1: Eigenerzeugung

Kraftwerke lassen sich nach dem Zweck der Erzeugung unterscheiden. Für energiewirtschaftliche Unternehmen ist die Umwandlung von Primärenergie in z.B. Strom oder Wärme das zugrundeliegende Geschäftsmodell (engl. main activity producers, MAP). Die sogenannten Eigenerzeuger sind Industrieunternehmen, welche Strom und/oder Wärme für den Eigenbedarf produzieren und nicht verkaufen.

Wenn möglich wird aufgrund der Betrachtung des öffentlichen Stromnetzes Strom aus Eigenerzeugung in der Methode nicht berücksichtigt. Da in statistischen Daten, wie beispielsweise der Eurostat, eine Unterscheidung in Haupt- und Eigenerzeuger erfolgt [26], ist es mit der zugrundeliegenden Datenbasis möglich die Eigenzeugung aus Industriekraftwerken zu exkludieren.

⁸ GEP_MAPE und GEP_MAPECHP (vgl. Abschnitt 2.3)

Eurostat Energiebilanzen, auch nach Umrechnung auf die Nettostromerzeugung, deutlich die aggregierte monatliche Nettostromerzeugung in Eurostat übersteigt. Letztere entspricht hingegen ungefähr der in Deutschland gemeldeten Erzeugung durch die ENTSO-E. Daher ist hier anzunehmen, dass der Eigenverbrauch von Geothermie-Kraftwerken unterschiedlich bestimmt wird. Es wird daher direkt die monatliche Nettostromerzeugung herangezogen. Da im Falle monatlicher Skalierungsfaktoren große Unregelmäßigkeiten im Skalierungsfaktor auftreten, wird stattdessen auf die Summe der monatlichen Werte skaliert.

Eine weitere Ausnahme bildet die Erzeugung aus Wasserkraft. In den jährlichen Energiebilanzen von Eurostat existiert bei der Bruttostromerzeugung keine Unterscheidung von unterschiedlichen Erzeugungstypen für die Wasserkraft⁹. Allerdings stellen Pumpspeicherkraftwerke einen besonderen Kraftwerkstyp dar, weil - anders als z.B. bei der Laufwasserkraft - keine Stromerzeugung, sondern nur eine Speicherung von Strom stattfindet. Somit kann der gespeicherte Strom im Gegensatz zu anderen Kraftwerken nicht automatisch als erneuerbar gewertet werden (vgl. Abschnitt 2.2.1). Da eine Skalierung der einzelnen Wasserkrafterzeugungstypen mit der vorliegenden Datenbasis jedoch nicht möglich ist, wird die Erzeugung aus Wasserkraft als Ganzes (inklusive Pumpspeicher) auf die jährliche Erzeugung nach Eurostat skaliert. Aus Gründen der Datenverfügbarkeit wird somit angenommen, dass sowohl die klassische Wasserkraft als auch Pumpspeicherkraftwerke in gleicher Weise auf die statistischen Mantelzahlen angepasst werden müssen. Dies gilt allerdings nur für die Skalierungsfaktoren. Ansonsten werden klassische Wasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke weiterhin als separate Erzeugungstypen betrachtet und erhalten demnach auch unterschiedliche Emissionsfaktoren.

Da der Fokus auf Deutschland liegt und die anderen Länder nur über den Stromhandel in das Endergebnis einfließen (vgl. Abschnitt 2.4), erfolgt die beschriebene Skalierung zunächst nur für Deutschland. Grundsätzlich ließe sich der Ansatz auch auf die anderen Länder ausrollen, jedoch unterscheidet sich die Qualität der notwendigen statistischen Daten stark, sodass für jedes Land eine Einzelfallbetrachtung notwendig wäre.

⁹ In den monatlichen Daten zur Nettostromerzeugung wird Wasserkraft zwar in die Kategorien „pumped storage“, „pure hydro“ und „mixed hydro“ eingeteilt, jedoch können diese nicht sinnvoll mit den ENTSO-E Erzeugungstypen für Wasserkraft gematcht werden. Datenanalysen zeigen, dass die in ENTSO-E gemeldete Erzeugung aus

Die Skalierungsfaktoren je Erzeugungstyp sind für das Jahr 2021 in Anhang C aufgeführt.

2.3 Emissionsfaktoren

Für die Bestimmung der Emissionsintensität des Strommix sind neben den Daten zur Stromerzeugung zudem erzeugungstypspezifische Emissionsfaktoren notwendig.

Emissionsfaktoren innerhalb Deutschlands

Für die Berechnung von stündlichen Scope 2 und Scope 3 Emissionsfaktoren des Strommix werden für die verschiedenen Erzeugungstypen verbrennungsbedingte Emissionsfaktoren und Emissionsfaktoren über den Lebenszyklus benötigt. Für Deutschland werden hierfür Emissionsfaktoren des UBA [16] verwendet, da dieses eine transparente und anerkannte Quelle darstellt.

Die Emissionsfaktoren aus [16] weisen verbrennungsbedingte Emissionsfaktoren (direkt) und Emissionsfaktoren für die Bereitstellungskette inkl. fremdbezogener Hilfsenergie (Vorkette) für fossile und erneuerbare Erzeugungstypen für 2021 in Deutschland aus. Die Zuordnung zu den Erzeugungstypen des CO₂-Monitors erfolgt wie in Anhang B dargelegt.

Gemäß UBA basieren die Emissionsfaktoren für die Vorkette auf wissenschaftlichen Studien und Ökobilanzdatenbanken. Es fehlen jedoch nachgelagerte THG-Emissionen, welche bei der Stromerzeugung vor allem bei der Außerbetriebnahme von Kraftwerken entstehen. Die Beitragsanalyse in [27] zeigt, dass für Stromtechnologien diese nachgelagerten THG-Emissionen durch die Außerbetriebnahme auch für EE-Anlagen nicht ins Gewicht fallen und somit vernachlässigbar sind. Die Behandlung von biogenen THG-Emissionen wird in Exkurs 3 thematisiert.

In UBA [16] liegen die Emissionsfaktoren primärenergiebezogen vor, das heißt bezogen auf den Energieinput des jeweiligen Erzeugungstyps. Um dies in Einklang mit der gewählten funktionellen Einheit zu bringen (vgl. Abschnitt 0), erfolgt eine Umrechnung in strombezogene Emissionsfaktoren. Hierfür werden die primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren durch den entsprechenden Nutzungsgrad des Erzeugungstyps dividiert.

Pumpspeicherkraftwerken die Erzeugung aus „pumped storage“, sowie die Summe aus „pumped storage“ und „mixed hydro“ übersteigt. Das deutet auf eine unterschiedliche Zuordnung der Kraftwerke hin.

Da für nicht-erneuerbaren Abfall kein Emissionsfaktor in der Quelle bereitgestellt wird, wird hier auf den verbrennungsbedingten Emissionsfaktor aus dem Bericht zum Nationalen Treibhausgasinventar vom UBA [28] zurückgegriffen. Dieser wird nach der Stromerzeugung der Kategorien „Hausmüll“ und „Industriemüll“ in Eurostat gewichtet.

Für die EE (Solar, Wind- und Wasserkraft sowie Geothermie) wird nach [16] ein Nutzungsgrad von 100 % angenommen. Aus Konsistenzgründen werden für die Berechnung der Nutzungsgrade der anderen Kraftwerke die Energiebilanzen von Eurostat [14] verwendet. Im Folgenden werden zur verbesserten Nachvollziehbarkeit neben den verwendeten Daten auch die Bezeichnungen aus Eurostat in Klammern angegeben. Grundsätzlich wird für jeden Erzeugungstyp der Stromoutput (GEP_{MAPE} und GEP_{MAPCHP}) durch den Brennstoffinput ($TI_{EHG_{MAPE}}$ und $TI_{EHG_{MAPCHP}}$) geteilt. Die Stromerzeugung wird hierbei mithilfe des Kraftwerkseigenverbrauchs (vgl. Anhang A) vorab in die Nettostromerzeugung umgerechnet.

Um den Kraftwerkspark besser abzubilden, wird zwischen Kraftwerken, die ausschließlich Strom erzeugen, und KWK-Anlagen unterschieden. Für die Kraftwerke zur reinen Stromerzeugung (sog. main activity producer electricity only, $MAPE$) errechnet sich der Nutzungsgrad und somit der Emissionsfaktor wie zuvor beschrieben. Bei KWK-Anlagen (main activity producer combined heat and power, $MAPCHP$) müssen aufgrund der gekoppelten Bereitstellung von Strom und Wärme die THG-Emissionen mithilfe einer Allokationsmethode auf die Koppelprodukte aufgeteilt werden, was sich im resultierenden Emissionsfaktor widerspiegelt. Im Folgenden wird die Berechnung für KWK-Anlagen sowie die anschließende Berechnung des gewichteten Emissionsfaktors je Erzeugungstyp erläutert.

Die Allokation der THG-Emissionen auf die Strom- und Wärmeproduktion ist entscheidend, denn je nach Methodik kann dies zu abweichenden Emissionsfaktoren führen. Aufgrund der Orientierung an den Use Cases der Berichterstattung (vgl. Abschnitt 1.2) fällt die Entscheidung hier auf die im GHG Protocol [17] bevorzugte Allokationsmethodik, die im Exkurs 2 beschriebene Effizienzmethodik. Hierbei wird der Allokationsfaktor mithilfe von Effizienzen für Referenzkraftwerke berechnet. Die Europäische Kommission hat in

[22] harmonisierte Wirkungsgrad-Referenzwerte für die Strom- und Wärmeerzeugung für einzelne Erzeugungstypen veröffentlicht. Die angewandten Referenzwerte sind in Anhang D aufgeführt. Mithilfe dieser Referenz-Effizienzen, dem Stromoutput (GEP_{MAPCHP}) und dem Wärmeoutput (GHP_{MAPCHP}) kann, wie in Exkurs 2 beschrieben, der Allokationsfaktor berechnet werden. Die Allokation erfolgt dabei auf die Nettostromerzeugung.

Nach Bestimmung des Allokationsfaktors für KWK-Anlagen A_p wird anschließend ein aggregierter strombezogener Emissionsfaktor EMF_{Strom} des jeweiligen Erzeugungstyps berechnet. Dies erfolgt, wie in der folgenden Formel dargestellt, indem ein nach Stromerzeugung gewichteter Durchschnitt aus KWK- und Nicht-KWK-Anlagen gebildet wird.

Dieser Ansatz wird sowohl auf die direkten, verbrennungsbedingten Emissionsfaktoren und die Emissionsfaktoren mit Vorkette angewandt. Tabelle 3 zeigt eine Übersicht der resultierenden direkten Emissionsfaktoren für KWK- und Nicht-KWK-Anlagen.

Tabelle 3: Übersicht über die direkten Emissionsfaktoren für ausgewählte Erzeugungstypen mit KWK-Anlagen

	KWK-Allokationsfaktor Strom A_p	EMF_{Strom} KWK (g CO ₂ -Äq./kWh)	EMF_{Strom} Nicht-KWK (g CO ₂ -Äq./kWh)
Erdgas	0,62	330	441
Steinkohle	0,45	643	878
Braunkohle	0,45	762	1107

Da für die Berechnung Jahreswerte aus Eurostat verwendet werden, impliziert dieses Vorgehen eine gleichmäßige Verteilung der Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen über alle Stunden des Jahres. Der Betrieb der KWK-Anlagen orientiert sich jedoch auch am Wärmebedarf, sodass eine Temperaturabhängigkeit besteht. In warmen Stunden, in denen wenig Wärmebedarf besteht, wird somit die

$$EMF_{Strom} = Anteil_{Nicht-KWK} \times \frac{EMF_{Primärenergie}}{\left(\frac{Nettostromoutput_{Nicht-KWK}}{Brennstoffinput_{Nicht-KWK}}\right)} + Anteil_{KWK} \times \left(\frac{EMF_{Primärenergie}}{\left(\frac{Nettostromoutput_{KWK}}{Brennstoffinput_{KWK} \times A_p}\right)}\right)$$

Exkurs 2: Effizienzmethode nach GHG Protocol

Bei der Effizienzmethode (engl. efficiency method) werden die unterschiedlichen Effizienzen der Wärme- und Stromerzeugung berücksichtigt. Dies erfolgt über den Einbezug von Effizienzen von Referenzkraftwerken für die reine Wärme- und Stromproduktion.

Emissionsintensität der Stromproduktion aus Energieträgern mit relevantem KWK-Anteil unterschätzt, da der KWK-Einsatz niedriger als im Jahresmittel ist. In kalten Stunden findet wiederum eine Überschätzung der Emissionsintensität statt. Das gewählte Vorgehen ist bedingt durch Datenlücken auf der Wärmeseite, welche nur durch komplexe und damit schwer nachvollziehbare Modellierungsansätze geschlossen werden könnten. Sobald die benötigten Eingangsdaten in den entsprechenden Statistiken auch für die Wärmeerzeugung in höherer zeitlicher Auflösung vorhanden sind, sind diese jederzeit in die hier dargelegte Methodik integrierbar.

Emissionsfaktoren außerhalb Deutschlands

Für den Einbezug von Stromimporten und -exporten müssen für andere europäische Länder ebenfalls Emissionsfaktoren je Erzeugungstyp festgelegt werden. Länderspezifische Emissionsfaktoren für Europa, die zudem noch separat aufgeschlüsselte Informationen zum Lebenszyklus enthalten, gibt es jedoch nur in kostenpflichtigen LCA-Datenbanken. Um eine freie Verfügbarkeit zu gewährleisten, wird daher auf Emissionsfaktoren aus dem IPCC-Bericht [20] zurückgegriffen. Diese haben den Nachteil, dass sie nicht nach Regionen differenziert sind und aus dem Jahr 2014 stammen. Ein wesentlicher Vorteil ist, dass für die verschiedenen Erzeugungstypen jeweils direkte und lebenszyklusbasierte Emissionsfaktoren veröffentlicht werden. Hierdurch können Scope 2 und Scope 3 Emissionen bestimmt werden, welches eine wichtige Grundvoraussetzung für die Methodik darstellt (vgl. Abschnitt 1.3). Wenn in IPCC kein entsprechender Wert für einen Emissionsfaktor verfügbar ist, wird der Wert für Deutschland angesetzt¹⁰. Analog zu Deutschland wird auch hier die Stromerzeugung aus den Erzeugungstypen „Other“ und „Other renewable“ für die Berechnung der Emissionsintensität nicht

¹⁰ Die Zuordnung wird aus Anhang B ersichtlich. Für die Erzeugungstypen „Braunkohle“, „Öl“ und „Abfall“ wird der in Deutschland angewandte Emissionsfaktor übernommen. Bei den in Deutschland nicht vorkommenden Erzeugungstypen „Fossil Coal-derived Gas“ und

Der Allokationsfaktor für Strom A_p errechnet sich dann wie folgt aus dem Stromoutput P und dem Wärmeoutput H sowie den Effizienzen der Referenzkraftwerke für die reine Strom- und Wärmeerzeugung (e_p und e_H):

$$A_p = \frac{(P \div e_p)}{(P \div e_p) + (H \div e_H)}$$

berücksichtigt (vgl. Abschnitt 2.2.1). Die resultierenden Emissionsfaktoren können der Tabelle im Anhang E entnommen werden.

Eine gewisse Vereinfachung bei den Emissionsfaktoren für die anderen Länder ist in diesem Fall annehmbar, da die Methodik mit Fokus auf Deutschland angewendet wird. Die Emissionsfaktoren der anderen Länder fließen hingegen nur über den Stromhandel von und nach Deutschland mit ein (vgl. Abschnitt 2.4). Aus dem Vergleich der lastgewichteten Emissionsfaktoren mit und ohne Stromhandel für die Jahre 2019, 2020 und 2021 lässt sich erkennen, dass der Stromhandel im Jahresmittel mit einer Reduktion des Emissionsfaktors des deutschen Strommix um ca. 3 % einhergeht.

Wird der Betrachtungsrahmen der Untersuchung auf weitere Länder ausgeweitet, wäre eine entsprechende Ausdifferenzierung der Emissionsfaktoren je Kraftwerkstyp nach Ländern erstrebenswert, sofern die Datenbasis dies ermöglicht. Die Umsetzung im CO₂-Monitor ist so ausgelegt, dass eine solche Anpassung vorgenommen werden kann.

Einbezug von Netzverlusten

Für die Berechnung des Scope 3 Emissionsfaktors werden neben den vorgelagerten Emissionen der Stromerzeugung auch nachgelagerte Verluste im Stromnetz berücksichtigt. Netzverluste werden als relativer Verlustfaktor angegeben (vgl. Anhang F). Der Scope 3 Emissionsfaktor EMF_{S3} wird daher wie folgt berechnet:

$$EMF_{S3} = \frac{EMF_{mit\ Vorkette}}{1 - \text{Netzverluste}} - EMF_{direkt}$$

Der Emissionsfaktor mit Vorkette, welcher sowohl die direkten Emissionen als auch die Vorkette enthält

„Fossil Peat“ wird auf Emissionsfaktoren aus dem Nationalen Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar zurückgegriffen [28].

(vgl. Anhang E), wird zunächst durch einen Netzverlust-Term geteilt. Dieser berücksichtigt, dass die Strommenge, die beim Verbraucher ankommt, geringer ist als die erzeugte Strommenge. Aufgrund der Netzverluste erhöht sich der Emissionsfaktor mit Vorzeichen entsprechend. Anschließend wird von dem resultierenden Emissionsfaktor inklusive Netzverluste der direkte Emissionsfaktor abgezogen. Denn Scope 3 wird nur die Differenz zugeordnet, während die direkten Emissionen zu den Scope 2 Emissionen zählen.

Wie aus der Formel hervorgeht, sind für die Berechnung der Scope 3 Emissionsfaktoren Daten zu Netzverlusten notwendig. Hierfür werden Daten des CEER (Council of European Energy Regulators) [21] herangezogen. Die Daten basieren auf nationalen Messungen und/oder Schätzungen. Die gesamten Netzverluste werden relativ zur Stromeinspeisung in das Netz angegeben. Für Länder, in denen kein Wert für 2018 bereitgestellt wird, wird der letzte verfügbare Netzverlustfaktor seit 2010 verwendet. Länder, für die keine spezifischen Daten existieren, bekommen als Netzverlust den Mittelwert aus allen verfügbaren Netzverlusten zugewiesen. Die verwendeten Netzverluste sind in Anhang F aufgelistet.

Exkurs 3: Biogene Emissionen

Biogene THG-Emissionen entstehen bei der Verbrennung von biogenem Kohlenstoff, welcher in Biomasse enthalten ist. Da Biomasse als nachwachsender Rohstoff während des Wachstums CO₂ aus der Luft bindet, werden biogene Emissionen gesondert behandelt.

So sieht die ISO 14067:2018 [6] eine separate Ausweisung von fossilen und biogenen THG-Emissionen vor. Dabei soll neben der Quelle des Kohlenstoffs (fossil oder biogen) auch zwischen emittierten und entzogenen THG-Mengen unterschieden werden.

Im Kontext des CO₂-Monitors ist eine Ausweisung der biogenen Emissionen aufgrund der Datenlage nur bedingt möglich. Die biogenen Emissionen können über die Stromerzeugung aus Biomasse angenähert werden. Es gilt jedoch für alle Erzeugungstypen, dass biogene Emissionen in der Vorkette auftreten können, wofür jedoch keine separaten Informationen zur Verfügung stehen. Da die THG-Emissionen aus der Vorkette insgesamt nur einen geringen Anteil ausmachen, kann die Größenordnung der biogenen THG-Emissionen über den Erzeugungstyp Biomasse abgeschätzt werden.

Die in der UBA-Quelle [16] bereitgestellten Emissionsfaktoren für Biomasse beinhalten nur THG-Emissionen, welche für die Bereitstellung entstehen, sowie verbrennungsbedingte Emissionen von anderen Klimagasen außer CO₂, wie beispielsweise Methan. Die biogenen CO₂-Emissionen, die bei der Verbrennung entstehen, sind hierbei nicht eingerechnet, da diese zuvor bereits der Atmosphäre entzogen wurden. Im Gegensatz dazu umfassen die Emissionsfaktoren im Nationalen Deutschen THG-Inventarbericht [28] alle CO₂-Emissionen, die bei der Verbrennung entstehen. Daraus lassen sich näherungsweise die biogenen CO₂-Emissionen für Biomasse bestimmen, welche im Emissionsfaktor aus [16] noch nicht erfasst sind. Werden die biogenen CO₂-Emissionen bei der Verbrennung mit einbezogen, ergibt sich mit 978 g CO₂-Äq. pro kWh ein deutlich höherer direkter Emissionsfaktor für den Erzeugungstyp Biomasse als der basierend auf [16] bestimmte direkte Emissionsfaktor in Höhe von 95 g CO₂-Äq. pro kWh (vgl. Anhang E).

Um die Größenordnung biogener THG-Emissionen abzuschätzen, stellt Abbildung 5 die lastgewichtete mittlere Emissionsintensität des deutschen Strommix für den gesamten Lebenszyklus inklusive biogener Emissionen – wie in [6] gefordert – dar. Die biogenen Emissionen umfassen das bei der Verbrennung entstehende biogene CO₂ sowie weitere direkte

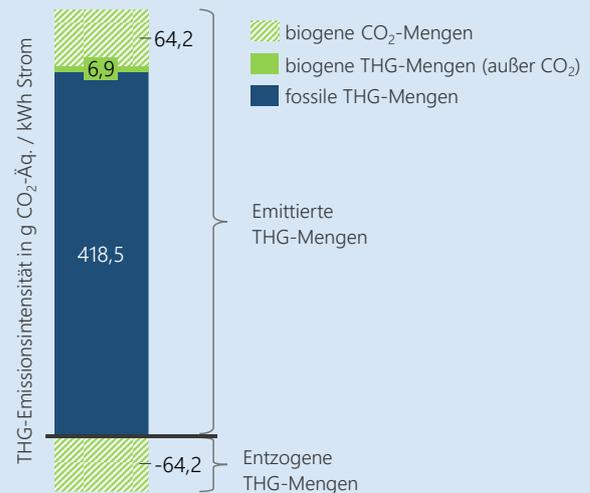


Abbildung 5: Darstellung des lastgewichteten Stromemissionsfaktors über den gesamten Lebenszyklus für 2021 aufgeteilt in emittierte und entzogene THG-Mengen sowie untergliedert nach fossilem und biogenem Ursprung

THG-Emissionen außer CO₂. Da das biogene CO₂ zuvor in der Biomasse gebunden wurde, sind diese Emissionen auch als entzogene THG-Mengen berücksichtigt.

Es zeigt sich, dass die biogenen Emissionen durchaus einen relevanten Anteil an den insgesamt emittierten THG-Mengen ausmachen. Größtenteils ist dies auf das emittierte biogene CO₂ zurückzuführen, während andere verbrennungsbedingte THG-Emissionen einen geringen Anteil an der Emissionsintensität des Strommix haben. Dennoch werden biogene Emissionen im CO₂-Monitor zunächst nicht separat ausgewiesen, da die Datenbasis nur für eine Abschätzung, jedoch nicht für eine detaillierte Bilanzierung ausreicht. Zudem ist aufgrund der Aufnahme von CO₂ durch die Biomasse die Auswirkung auf den resultierenden Gesamt-Emissionsfaktor gering. Für die Nachhaltigkeitsberichterstattung nach GHG Protocol [10] ist es für die ortsbasierte Bilanzierung von Scope 2 Emissionen aufgrund der fehlenden Datenbasis zulässig, biogene THG-Emissionen nicht separat auszuweisen. Im Falle der Verfügbarkeit einer verbesserten Datenbasis für die Bilanzierung biogener Emissionen wird eine Integration in den CO₂-Monitor angestrebt.

2.4 Stromimporte und -exporte

In der verbrauchsorientierten Emissionsbilanzierung wird der Stromhandel zwischen Ländern durch die Methodik des sogenannten „Flow-Tracing“ abgebildet. Der Grundgedanke von Flow-Tracing liegt in der Verfolgung von Energieströmen durch das Energiesystem. ENTSO-E Daten [13] zu Stromimporten und -exporten zwischen den betrachteten Regionen ermöglichen die Nachverfolgung von Stromflüssen in Europa¹¹. Die hier angewandte und im Folgenden skizzierte Methode basiert auf [18] und [19], denen eine detailliertere Beschreibung des Flow-Tracing-Ansatzes entnommen werden kann.

Emissionsbilanzen liefern die mathematische Grundlage zur Berechnung der Emissionsfaktoren im Energiesystem. Unter Berücksichtigung der Energieflüsse lässt sich die Emissionsbilanz zu jedem betrachteten Zeitpunkt als lineares Gleichungssystem darstellen:

$$A \cdot x = b$$

Matrix A beschreibt sämtliche Energieflüsse im Energiesystem im betrachteten Zeitpunkt. Matrix A setzt sich aus der elektrischen Last in der betrachteten Region sowie dem Stromhandel mit anderen betrachteten Regionen zusammen. Die elektrische Last einer Region $Load_{el}(reg)$ berechnet sich aus Erzeugungsprozessen Gen , Importen Imp in die Region, Exporten Exp aus der Region sowie Einspeicherungsprozessen $P_{in,sto}$ und Ausspeicherungsprozessen $P_{out,sto}$:

$$Load_{el}(reg) = Gen(reg) + Imp(reg) + P_{out,sto}(reg) - Exp(reg) - P_{in,sto}(reg)$$

Sämtliche im Energiesystem auftretende Emissionen werden durch den Vektor b beschrieben. Je nach zu berechnendem Scope setzen sich diese aus den direkten Emissionen der Bereitstellungsprozesse und/oder den Vorketten-Emissionen zusammen. Hierfür wird für jeden Erzeugungsprozess die Nettostromerzeugung im betrachteten Zeitpunkt mit dem entsprechenden Emissionsfaktor (vgl. Anhang E) multipliziert. Die betrachteten Regionen sind über deren Importe und Exporte sowie die damit einhergehenden Emissionen miteinander verknüpft.

Der Zielvektor x wird durch das Auflösen des linearen Gleichungssystems berechnet. Der Zielvektor beschreibt die Emissionsfaktoren des

Strominlandsverbrauchs der betrachteten Regionen im betrachteten Zeitpunkt. So kann in diesem Fall der stündliche THG-Emissionsfaktor für Deutschland bestimmt werden.

Die detaillierte Beschreibung des Energiesystems in Matrix A ermöglicht die Verfolgung (Flow-Tracing) der im Energiesystem auftretenden Emissionen von der emittierenden Region hin zu jener Region, deren Verbrauch die Emissionen verursacht. Somit ermöglicht Flow-Tracing die Erweiterung vom Erzeuger- zum Verursacherprinzip.

Neben dem Stromhandel nimmt im Kontext des CO₂-Monitors auch die Berücksichtigung von Speichern eine besondere Rolle ein. Aufgrund der beschränkten Datenverfügbarkeit für kleinere Speichersysteme werden im Rahmen des CO₂-Monitors nur Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) als Speichertechnologie berücksichtigt. PSKW finden in der Emissionsbilanz an zwei Stellen Eingang: Bei der Ausspeicherung von Strom aus PSKW agieren diese wie ein klassisches Kraftwerk und stellen Strom $P_{out,sto}$ bereit. Analog zu den anderen Erzeugungstypen erhält der PSKW in dem Fall einen spezifischen Emissionsfaktor zum Zeitpunkt des Ausspeicherns. Dieser umfasst die Emissionen aus der Vorkette des Kraftwerks. Die mit der Einspeicherung verbundenen Emissionen im Betrieb werden hingegen zum Zeitpunkt des Einspeicherns über die Erzeugung Gen der in dem Zeitpunkt laufenden Kraftwerke berücksichtigt. Da die Einspeicherleistung $P_{in,sto}$ dem Endverbraucher in dem Moment nicht zur Verfügung steht, wird diese zum Zeitpunkt des Einspeicherns von der Last abgezogen, welches eine Erhöhung des Emissionsfaktors im betrachteten Zeitpunkt mit sich bringt. Es erfolgt jedoch keine zeitliche Verschiebung der Emissionen des Einspeicherungsprozesses in den Zeitpunkt des Verbrauchs. Diese methodische Entscheidung widerspricht zwar in Teilen dem Verursacherprinzip, wurde aber vor dem Hintergrund des Transparenz-Ziels (vgl. Abschnitt 1.3) getroffen, da andernfalls ein komplexer, schwer nachvollziehbarer Modellierungsansatz notwendig wäre.

¹¹ Grundsätzlich werden die durch die ENTSO-E abgedeckten Länder einbezogen, wobei Großbritannien aufgrund fehlender Datenlieferungen ausgeschlossen ist. Basierend auf Sensitivitätsanalysen werden die verbleibenden 34 Länder, wie in Anhang F ersichtlich, in „relevant“ und „irrelevant“ unterteilt. Nur wenn bei für den deutschen

Strommix relevanten Ländern Daten fehlen, wird die Berechnung auf der Plattform abgebrochen und zu einem späteren Zeitpunkt wiederholt.

2.5 Sensitivitätsanalysen

Mithilfe von Sensitivitätsanalysen wird der Einfluss methodischer Entscheidungen und Unsicherheiten auf die Ergebnisse untersucht. Im Rahmen des CO₂-Monitors wurden die im Folgenden zusammengefassten Aspekte analysiert.

Erzeugungstypen

Wie in Abschnitt 2.2.1 beschrieben, werden die ENTSO-E Kategorien „Other“ und „Other renewables“ nicht in der Berechnung der THG-Intensität des Strommix berücksichtigt. Eine Analyse für den Zeitraum von 2019 bis 2022 zeigt, dass diese Erzeugungstypen durchschnittlich weniger als 1 % der Stromerzeugung in Deutschland ausmachen. Auch auf einzelne Stunden gesehen beträgt der maximale Anteil am Erzeugungsmix weniger als 1,5 %. Somit sind die Auswirkungen auf die Emissionsintensität des Strommix vernachlässigbar.

Skalierungsfaktoren

Die Skalierungsfaktoren skalieren die Stromerzeugung jedes Erzeugungstyps auf historische statistische Daten (vgl. Abschnitt 2.2.2). Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurden die Skalierungsfaktoren für die Jahre 2019 bis 2021 ermittelt und verglichen. Bei den monatlichen Skalierungsfaktoren zeigen sich keine wesentlichen Abweichungen, was auf eine systematische Unterschätzung in den ENTSO-E Daten hinweist. Bei den jährlichen Skalierungsfaktoren bestehen, in Abhängigkeit vom Erzeugungstyp, teils Schwankungen zwischen den Jahren. Grundsätzlich ist – sowohl für ENTSO-E als auch für Eurostat – von einer Weiterentwicklung und Verbesserung der Erfassung der Stromerzeugung über die Jahre auszugehen. Der Skalierungsfaktor wird daher mit den Daten aus dem neuesten historisch verfügbaren Jahr errechnet.

Emissionsfaktoren

Die erzeugungstypspezifischen Emissionsfaktoren für Deutschland werden, wie in Abschnitt 2.3 beschrieben, aus UBA-Daten abgeleitet [16]. Die Emissionsfaktoren, die als Grundlage zur Berechnung der Scope 3 Emissionsintensität des Strommix dienen, umfassen die Vorkette inklusive Hilfsenergie. Es werden keine Angaben zur Emissionsintensität nachgelagerter Prozesse gemacht. Eine Studie der „United Nations Economic Commission for Europe“ [27] zur Lebenszyklusanalyse verschiedener Stromquellen zeigt mithilfe einer Beitragsanalyse, dass nachgelagerte THG-Emissionen aus der Außerbetriebnahme von Kraftwerken zu vernachlässigen sind. Der fehlende Einbezug von nachgelagerten THG-Emissionen in den Scope 3 Emissionsfaktor des Strommix hat somit nur geringfügige Auswirkungen auf das Ergebnis.

KWK-Erzeugung

Bei einer KWK-Anlage wird neben Strom als zweites Produkt auch Wärme erzeugt. Bei der Produktion von Koppelprodukten besteht grundsätzlich die Frage, wie die entstehenden THG-Emissionen verteilt werden sollen. Hierfür muss eine Allokationsmethode gewählt werden. Diese Allokationsmethode hat einen großen Einfluss auf den Emissionsfaktor für die Strom- und Wärmeerzeugung, wie bereits in diversen Studien (u.a. [29–31]) gezeigt wurde. Je nach gewählter Allokationsmethode ergibt sich eine große Spannweite für den THG-Emissionsfaktor von Strom. Im Falle der THG-Intensität des deutschen Strommix wirkt sich die Allokationsmethode nur auf Erzeugungstypen aus, für die KWK-Anlagen einen signifikanten Anteil der Stromerzeugung stellen. Bei den Erzeugungstypen „Erdgas“ und „Biomasse“ macht KWK mehr als zwei Drittel der Erzeugung aus. Die Emissionsfaktoren für diese Erzeugungstypen werden daher stärker durch die Wahl der Allokationsmethode beeinflusst. Da in den ISO-Normen zur Lebenszyklusanalyse keine bestimmte Allokationsmethode vorgeschrieben wird, wird hier die Effizienzmethode angewandt (vgl. Abschnitt 2.3), um Konformität mit dem GHG Protocol [17] zu gewährleisten.

Stromimporte und -exporte

Die Berücksichtigung des Stromhandels findet wie unter Abschnitt 2.4 erläutert statt. In diesem Kontext werden zwei Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Zum einen wurde untersucht, wie groß der Einfluss des Einbezugs von Stromimporten und -exporten mittels Flow Tracing ist. Der Unterschied der Emissionsintensität des deutschen Strommix mit und ohne Stromhandel beträgt in den Jahren 2019 bis 2022 im Jahresmittel zwischen 3 % und 4 %. In einzelnen Stunden kann der deutsche Strommix jedoch stärker durch den Stromhandel bestimmt werden, weshalb eine Berücksichtigung des Stromhandels grundsätzlich notwendig ist. Bei Betrachtung einzelner Stunden, in denen sich eine hohe Abweichung in der Emissionsintensität mit und ohne Stromhandel ergibt, zeigt sich für Stunden mit hohen Emissionsintensitäten eine Reduktion des Emissionsfaktor-Peaks durch den Stromhandel. Eine zeitliche Verschiebung dieser Peaks zwischen Stunden lässt sich jedoch nicht feststellen. Aus diesem Grund und aufgrund des im Durchschnitt relativ geringen Einflusses auf den Emissionsfaktor des deutschen Strommix, ist eine zunächst vereinfachte Abbildung der anderen Länder zu vertreten. Zukünftig wird – bei entsprechender Datenverfügbarkeit – angestrebt die Methodik und Datenbasis auch für das Ausland weiter zu verfeinern.

Zum anderen muss mit fehlenden Datenlieferungen in einzelnen Ländern umgegangen werden. Hierbei wurde die Einteilung der Länder in für den deutschen Strommix „relevant“ und „irrelevant“ basierend auf Sensitivitätsanalysen vorgenommen. Dabei wurden Länder jeweils einzeln aus der Berechnung herausgenommen und der Einfluss auf die Emissionsintensität in Deutschland ermittelt. Es zeigte sich, dass die Nachbarländer erwartungsgemäß den größten Einfluss haben, wohingegen für viele weiter entfernte Länder kein nennenswerter Einfluss erkennbar war. So betrug die mittlere absolute prozentuale Abweichung des Emissionsfaktors für Deutschland im Jahr 2019 maximal 2,6 % im Falle einer Herausnahme des Nachbarlands Frankreich. Basierend auf dieser Analyse wurden die in Anhang F als relevant gekennzeichneten Länder bestimmt.

2.6 Annahmen und Limitationen

Grundsätzlich gelten die in Abschnitt 0 beschriebenen Systemgrenzen. Die Emissionsfaktoren, die unter Anwendung dieser Methodik bereitgestellt werden, sind somit nur anwendbar für eine ortsbasierte Bilanzierung des Strombezugs aus dem deutschen Netz.

Im Folgenden werden Einschränkungen der entwickelten Methode dargelegt und ihr Einfluss auf die Ergebnisse eingeordnet.

Aktualität der Daten

Grundsätzlich strebt die entwickelte Methode die Verwendung möglichst aktueller Eingangsdaten an (vgl. Abschnitt 1.3.2). Wie in Tabelle 2 dargestellt, gibt es jedoch einzelne Datenquellen, bei denen keine regelmäßige Aktualisierung vorgesehen ist. Dies betrifft unter anderem die Daten zu Netzverlusten und die Emissionsfaktoren außerhalb Deutschlands. Diese Quellen werden so lange verwendet bis geeignete Datenquellen bereitstehen, die die weiteren Prüfkriterien erfüllen. Die Verfügbarkeit neuer Datenquellen wird in quartalsweisen Abständen überprüft.

Eine weitere Einschränkung ergibt sich daraus, dass nur die ENTSO-E Daten kontinuierlich aktualisiert werden. Andere Datenquellen hingegen mit Zeitversatz berichtet werden. Dies bedeutet, dass beispielsweise statistische Daten für die Skalierung oder aktualisierte Emissionsfaktoren frühestens im Laufe des Folgejahres oder mit noch größerer Verzögerung veröffentlicht werden. Da für die Berichterstattung ein zeitnahes Reporting nach Ende des Geschäftsjahres erfolgen muss, werden für diesen Zeitraum aktuelle ENTSO-E Daten mit auf dem Vorjahr basierenden Werten verrechnet. Beispielsweise wird für die

Ermittlung der THG-Emissionsintensität die Stromerzeugung aus 2022 mit Skalierungsfaktoren und Emissionsfaktoren aus 2021 verschnitten, da hierfür zum Stichtag Ende Januar noch keine Daten für das Jahr 2022 vorliegen. Wie in Abschnitt 2.7 beschrieben, wird für die Verwendung in anderen Use Cases daher im Laufe des Jahres noch eine weitere Berechnung angestoßen, sobald die statistischen Daten für das Vorjahr vorliegen.

Erzeugungstypen

Wie in Abschnitt 2.2 beschrieben, bestehen derzeit Einschränkungen bezüglich der Erzeugungstypen. So können den ENTSO-E Erzeugungstypen „Other“ und „Other renewable“ aufgrund fehlender Dokumentation kein eindeutiger Emissionsfaktor zugewiesen werden. Sie werden für die Berechnung der Emissionsintensität des Strommix daher nicht berücksichtigt. Wie in Abschnitt 2.5 dargestellt, ist der Einfluss auf das Ergebnis aufgrund der geringen Anteile dieser Erzeugungstypen in Deutschland jedoch vernachlässigbar.

Zudem besteht für den Erzeugungstyp „Abfall“ die Einschränkung, dass für die ENTSO-E Daten nicht eindeutig dokumentiert ist, ob es sich um Abfall aus erneuerbaren oder nicht-erneuerbaren Quellen handelt. Der Abgleich mit statistischen Daten kann dies ebenfalls nicht eindeutig klären, legt jedoch nahe, dass die Stromerzeugung aus erneuerbarem Abfall nicht mit einbezogen ist. Somit wird die Annahme getroffen, dass die gemeldete Stromerzeugung in ENTSO-E rein aus nicht-erneuerbarem Abfall besteht.

Eine weitere Einschränkung mit Blick auf die Erzeugungstypen ist, dass diese im Fall von Geothermie und Wasserkraft nur bedingt zur gemeldeten Stromerzeugung in den statistischen Daten passen. Daher wird für diese Erzeugungstypen ein angepasster Ansatz zur Berechnung der Skalierungsfaktoren angewandt, der im Detail in Kapitel 2.2.2 erläutert ist. Im Falle einer Aktualisierung der Quellen und der dazugehörigen Dokumentation werden die getroffenen Annahmen und abgeleiteten Ansätze geprüft und bei Bedarf angepasst.

Emissionsfaktoren

Alle Emissionsfaktoren für Erzeugungstypen, die nicht in UBA [16, 28] und IPCC [16] aufgeführt sind, werden durch Werte aus dem Bericht zum deutschen Treibhausgasinventar [26] angenähert. Daraus ergeben sich zwei Einschränkungen: Zum einen beziehen sich diese Emissionsfaktoren auf die reinen CO₂-Emissionen, das heißt, andere Treibhausgase werden nicht berücksichtigt. Zum anderen umfassen diese Emissionsfaktoren nur direkte, also verbrennungsbedingte Emissionen.

Das heißt, es stehen keine Informationen zur Vorkette zur Verfügung. Dies betrifft die Erzeugungstypen Abfall, Torf und Ölschiefer. Letztere kommen nur in einzelnen Ländern außerhalb Deutschlands vor und haben somit einen geringen Einfluss auf die Emissionsintensität des deutschen Strommix. Bei Abfall lässt sich das Fehlen der Emissionen aus der Vorkette mit der Systemgrenze begründen: Unter Anwendung des „Cut-off“-Modells wird die Systemgrenze so gezogen, dass bei einem Recycling bzw. einer Wiedernutzung die anfallenden Umweltwirkungen aus der Vorkette dem vorherigen System zugeordnet werden. Dies ist konsistent mit den Emissionsfaktoren aus [16], da hier dem biogenen Siedlungsabfall ebenfalls keine Vorketten-Emissionen zugeteilt werden. Sollten in Zukunft in den betroffenen Quellen Emissionsfaktoren für weitere Erzeugungstypen zur Verfügung stehen, werden diese in den CO₂-Monitor integriert.

Vereinfachter Ansatz außerhalb Deutschlands

Für Länder außerhalb Deutschlands, die durch Stromimporte und -exporte die Emissionsintensität des deutschen Strommix beeinflussen, wird ein vereinfachter Ansatz verfolgt. So wird für die weiteren Länder beispielsweise keine Skalierung vorgenommen. Denn in dem Fall wäre eine Einzelbetrachtung der in anderen Ländern gelieferten ENTSO-E Daten notwendig. Zudem ist die Qualität der statistischen Daten nicht für alle Länder gleich hoch und müsste entsprechend geprüft und bei Bedarf weitere Quellen hinzugezogen werden. Daher wird aufgrund des Transparenz-Kriteriums (s. Abschnitt 1.3.3) sowie des aktuellen Fokus auf Deutschland zunächst ein vereinfachter Ansatz verfolgt.

Dieser umfasst auch die fehlende Allokation bei KWK-Anlagen sowie die Wahl der IPCC-Emissionsfaktoren (vgl. Abschnitt 2.3). Diese sind generisch, d.h. nicht länderspezifisch, und wurden seit 2014 nicht mehr aktualisiert. Diese Emissionsfaktoren wurden gewählt, da es keine andere geeignete frei verfügbare Datenquelle gibt und da auch in der ISO 14067:2018 auf den IPCC-Bericht [20] verwiesen wird. Da vom IPCC nicht für alle Erzeugungstypen ein entsprechender Emissionsfaktor bereitgestellt wird, wird für manche Erzeugungstypen im Ausland der deutsche Emissionsfaktor angenommen (s. Anhang B). Für die Erzeugungstypen „Fossil Oil Shale“, „Fossil Coal-derived Gas“ und „Fossil Peat“ bestehen in [16] auch für Deutschland keine Werte, weshalb für diese Typen Emissionsfaktoren aus dem deutschen Inventarbericht [28] abgeleitet werden. Diese Vereinfachung beeinflusst das Endergebnis nur geringfügig, da diese Erzeugungstypen nur in wenigen Ländern außerhalb Deutschlands vorkommen.

Die genannten Einschränkungen für das Ausland sind jedoch von geringem Einfluss auf die Emissionsintensität des deutschen Strommix, wie die in Abschnitt 2.5 dargelegte Analyse zeigt. Im Falle einer zukünftigen Ausweitung des geografischen Fokus kann – unter Voraussetzung einer entsprechenden Datenverfügbarkeit – die detaillierte Methodik für Deutschland auch auf andere Länder ausgerollt werden.

Zeitliche Auflösung von Daten

Das Ziel, zeitlich hoch aufgelöste Daten zur Emissionsintensität des deutschen Strommix bereitzustellen, wird durch die Datenverfügbarkeit begrenzt. Die bisherige Umsetzung beschränkt sich daher auf die stündliche Emissionsintensität, auch wenn eine viertelstündliche Auflösung in Zukunft angestrebt wird. Derzeit stehen die dafür benötigten Daten jedoch noch nicht flächendeckend für alle ENTSO-E Länder bereit.

Eine höhere zeitliche Auflösung ist auch für weitere Eingangsdaten wünschenswert. Dies betrifft zum Beispiel die Skalierungsfaktoren, für welche die derzeit höchste zeitliche Auflösung, die durch Eurostat bereitgestellt wird, die monatliche Stromerzeugung ist. Diese ist jedoch nicht für alle Erzeugungstypen verfügbar, sodass sie aktuell nur für ausgewählte Erzeugungstypen herangezogen werden kann (vgl. Abschnitt 2.2.2). Zur Verbesserung der Genauigkeit der Skalierung kann diese zukünftig auch für andere Erzeugungstypen in höherer zeitlicher Auflösung erfolgen, sobald die benötigten Daten zur Verfügung stehen.

Weiterhin fehlen öffentlich verfügbare, zeitlich hoch aufgelöste Daten zur KWK-Erzeugung. Aufgrund fehlender Datenverfügbarkeit und um die angestrebte Transparenz zu gewährleisten, wird hier vereinfachend ein jährlicher Allokationsfaktor zur Aufteilung der Emissionen auf die Strom- und Wärmeerzeugung bestimmt. Dies führt aufgrund der Temperaturabhängigkeit der Wärmeerzeugung je nach Monat zu einer Über- bzw. Unterschätzung des Emissionsfaktors für KWK-Anlagen (vgl. Abschnitt 2.3). Sobald sich die Datenlage auf der Wärmeseite verbessert, soll die Allokation zukünftig in höherer zeitlicher Auflösung erfolgen, um dieser Temperaturabhängigkeit Rechnung zu tragen.

Methode der Lebenszyklusanalyse

Unter Anwendung der Lebenszyklusanalyse werden zudem weitere Annahmen notwendig. Eine ist die Festlegung auf eine Allokationsmethode für KWK-Anlagen, deren Auswirkung in Abschnitt 2.5 diskutiert wird. Im CO₂-Monitor erfolgt die Allokation der Emissionen auf Strom und Wärme gemäß

Effizienzmethode, welche im GHG Protocol [17] empfohlen wird. Dabei ist neben den Daten zur Strom- und Wärmeerzeugung die Annahme von Referenzwirkungsgraden notwendig (vgl. Abschnitt 2.3).

In der ISO 14067:2018 [6] wird eine Unterteilung des THG-Fußabdruck in fossile und biogene THG-Emissionen gefordert. Aufgrund der eingeschränkten Datengrundlage, welche auch im GHG Protocol [10] explizit für die ortsbasierte Bilanzierung von Scope 2 Emissionen thematisiert wird, werden die biogenen THG-Emissionen im CO₂-Monitor nicht separat ausgewiesen. Aus Transparenzgründen werden diese jedoch für ein historisches Jahr abgeschätzt und diskutiert (vgl. Exkurs 3).

Eine mangelnde Datengrundlage führt auch zur Einschränkung, dass THG-Emissionen in Verbindung mit direkten und indirekten Landnutzungsänderungen, nicht abgebildet werden können. Für die Berichterstattung von THG-Emissionen aus der Stromerzeugung nach GHG Protocol ist dies nicht zwingend erforderlich [3, 10]. Sobald eine bessere Datengrundlage für diese Bereiche besteht, wird eine Abbildung im CO₂-Monitor überprüft.

Abbildung von Speichern

Neben dem Stromhandel werden auch Speicher berücksichtigt. Diese sind aufgrund der beschränkten Datenverfügbarkeit für kleinere Speichersysteme jedoch zunächst auf Pumpspeicherkraftwerke begrenzt. Wie in Abschnitt 2.4 beschrieben, wird in dem aktuellen Ansatz zur Abbildung von Pumpspeicherkraftwerken aus Transparenzgründen keine zeitliche Verschiebung der Emissionen des Einspeicherungsprozesses in den Zeitpunkt des Verbrauchs berücksichtigt, da hierfür komplexere und schwer nachvollziehbare Modellierungsansätze notwendig wären.

2.7 Ergebnisse

Abschließend werden die aus der Methode resultierenden Datensätze erläutert und dargelegt, inwiefern die in Abschnitt 1.3 definierten Kriterien erfüllt werden.

Bereitgestellte Datensätze

Mithilfe der zuvor beschriebenen Methodik und Datenbasis konnten THG-Emissionsintensitäten des deutschen Strommix in stündlicher Auflösung und für den Jahresmix generiert und auf der CO₂-Monitor-Plattform [7] bereitgestellt werden. Wie auf der Plattform und im White Paper [1] beschrieben, stehen die Ergebnisse den Nutzer:innen über eine automatisch

maschinenlesbare Schnittstelle (API) oder für die Jahreswerte per Download im csv- oder json-Format zur Verfügung. Mithilfe der API können die Anwender:innen den gewünschten Zeitraum (einzelne Tage, Wochen, Monate oder nachträglich das gesamte Kalenderjahr) sowie den benötigten Betrachtungsrahmen (Scope 2, 3 oder den gesamten Lebenszyklus - LC) auswählen. Zudem werden auf der Plattform die stündliche THG-Intensität und der erneuerbare Anteil am deutschen Strommix für die vergangenen Tage und den aktuellen Tag visualisiert.

Mögliche Use Cases für die bereitgestellten Emissionsfaktoren werden für potenzielle Nutzer:innen sowohl auf der Plattform als auch im White Paper erläutert. Für die Use Cases sind jeweils verschiedene zeitliche Auflösungen (stündlich oder lastgewichteter Jahreswert) und unterschiedliche Zeiträume (ausgewählte Tage, Wochen, Monate oder ganzes Kalenderjahr) relevant.

Eingangsdaten von der ENTSO-E, welche die Grundlage der Berechnung der THG-Intensität bilden, werden im Laufe der Zeit vom Datenanbieter nachbearbeitet und verbessert. Die Berechnung der THG-Intensität auf der CO₂-Monitor-Plattform wird infolgedessen zu verschiedenen Zeitpunkten wiederholt durchgeführt, um die Aktualität der Daten zu gewährleisten. Die Berechnung der stündlichen THG-Intensität mit einem Zeitversatz von einer Stunde dient dabei vor allem der kurzfristigen Verfügbarkeit von Daten für das THG-Monitoring auf der Plattform. Die Nachberechnung nach 3 Tagen liefert einen verlässlichen Wert für eine zeitnahe Ex-Post-Bewertung von Lastgängen. Werden die Emissionsfaktoren hingegen für die Berichterstattung verwendet, kann die Ex-Post-Jahresbewertung für das jeweilige Kalenderjahr (Januar bis Dezember) zum Stichtag Ende Januar verwendet werden. Für andere nachgelagerte Analysen mit einem weniger strikten Zeitplan erfolgt zudem eine weitere Auswertung für das vorherige Kalenderjahr, sobald alle wichtigen Datenquellen aktualisiert wurden. Damit die Nachvollziehbarkeit verwendeter Datensätze gewährleistet ist, wird für alle bereitgestellten Datensätze der jeweilige Zeitstempel der Berechnung angeheftet.

Erfüllung der Prüfkriterien

Mit Blick auf die in Abschnitt 1.3 definierten Prüfkriterien konnten alle gesteckten Ziele erreicht werden. So wird die *Anwendbarkeit für relevante Use Cases* sichergestellt, indem die THG-Emissionsintensität des Strommix im deutschen Stromnetz in stündlicher Auflösung untergliedert nach Scope 2 und 3 berechnet und bereitgestellt wird. Damit werden die Prinzipien der ortsbasierten Bilanzierung nach GHG Protocol

eingehalten. Zudem wird auf der Plattform und den ergänzenden Dokumenten die Anwendung der Daten für relevante Use Cases aufgezeigt.

Gleichzeitig wird gewährleistet, dass die Methodik dem aktuellen *State-of-the-Art* entspricht und die Datenbasis eine hohe *Aktualität* aufweist. Hierfür wurde insbesondere darauf geachtet, dass methodische Grundsätze der Lebenszyklusanalyse gemäß ISO 14040:2006, 14044:2006 und 14067:2018 berücksichtigt werden. Weiterhin werden Stromimporte und -exporte mithilfe des wissenschaftlich anerkannten Flow-Tracing-Ansatzes sowie die Kraft-Wärme-Kopplung über ein Allokationsverfahren in die Berechnung einbezogen. Bei der Verwendung von Sekundärdaten wird auf möglichst aktuelle Quellen zurückgegriffen, vorausgesetzt sie erfüllen die weiteren in Abschnitt 1.3 definierten Anforderungen.

Um die *Transparenz und Nachvollziehbarkeit* der Berechnung sicherzustellen, wird auf frei verfügbare Datenquellen sowie Sekundärdaten aus anerkannten Quellen zurückgegriffen. Zudem wird die Methodik und Datenbasis durch das vorliegende Dokument transparent dokumentiert und somit nachvollziehbar für Nutzer:innen und Prüfende.

Die größte Herausforderung bei der Einhaltung der Prüfkriterien waren die notwendigen Trade-Offs zwischen den verschiedenen Kriterien. Ein Beispiel hierfür ist die Wahl der Emissionsfaktoren für die anderen Länder, denn dort musste zwischen einer frei verfügbaren Quelle und einer kostenpflichtigen, aber aktuelleren Quelle entschieden werden. In diesem Fall wurde die Open-Source-Variante gewählt, da hierdurch die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Berechnungen als eine wichtige Prämisse sichergestellt wird.

3 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen des Projekts „CO₂-Monitor“ wurde von FfE und TenneT eine Methode zur Berechnung von zeitlich hoch aufgelösten THG-Emissionsfaktoren des deutschen Strommix entwickelt, welche auf einer skalierbaren Plattform bereitgestellt werden. Ziele der Methode sind die Anwendbarkeit für die wichtigsten Use Cases, die Berücksichtigung des aktuellen Stands der Wissenschaft und eine höchstmögliche Transparenz und Nachvollziehbarkeit für Anwender:innen. Das spiegelt sich in bestimmten Kriterien wider, die die Methodik erfüllen muss, wie beispielsweise der separaten Berechnung von Scope 2 und Scope 3 Emissionsfaktoren. Methodische Kernelemente sind die Behandlung von Stromimporten und -exporten mithilfe des Flow-Tracing-Ansatzes und der Einbezug von Kraft-Wärme-Kopplung durch die Allokation gemäß Effizienzmethode. Zudem werden die Erzeugungsdaten auf statistische Mantelzahlen skaliert.

Zukünftig wird die Methode - über die Use Cases „Nachweis und Berichterstattung“ hinaus - auch als Basis für kurzfristige Prognosen dienen und kann potenziell sogar auf langfristige Szenarien angewendet werden. So können die weiteren im White Paper [1] beschriebenen Use Cases aus den Bereichen „Flexibilisierung und THG-Reduktion“ sowie „Zukunftsorientierte THG-Bilanz“ schrittweise erschlossen werden. Basierend auf den im Zuge der Methodenentwicklung gewonnenen Erkenntnissen sowie den identifizierten Use Cases ergibt sich Bedarf für eine zukünftige Weiterentwicklung der Methodik. Hierbei gibt es verschiedene Ansatzpunkte wie beispielsweise:

- Eine Anwendung der detaillierten Methodik auf weitere europäische Länder
- Eine detailliertere Abbildung der Wärmeseite
- Eine Integration weiterer Strom-zu-Strom-Speicher und Technologien zur Sektorenkopplung
- Eine höhere zeitliche Auflösung (Viertelstunden)
- Die (Weiter-)Entwicklung methodischer Ansätze zur
 - marktbasierter Berichterstattung
 - höheren räumlichen Auflösung (Regionalisierung)
 - Prognose von Emissionsintensitäten
 - Integration von Zukunftsszenarien

Die Umsetzbarkeit dieser Ansätze hängt jedoch stark von der verfügbaren Datenbasis ab. Die

unvollständige Datenbasis und fehlende Standardisierung stellen derzeit grundlegende Herausforderungen für das zeitlich aufgelöste CO₂-Monitoring dar. Eine Standardisierung ist jedoch für viele Use Cases sinnvoll, um eine gewisse Vergleichbarkeit sicherzustellen. Die Veröffentlichung des CO₂-Monitors inklusive der vorliegenden Dokumentation der Methodik und Datenbasis soll daher auch zur Entwicklung eines Branchenstandards beitragen. Durch einen solchen gemeinsam zu entwickelnden Standard kann sichergestellt werden, dass die Methodik und Datenbasis verschiedener Anbieter/Plattformen die gleichen Anforderungen erfüllen. So kann die Anwendbarkeit für bestimmte Use Cases erleichtert und die Vergleichbarkeit erhöht werden. Dies kann nur im Rahmen eines umfassenden Stakeholder-Dialogs geschehen, welcher im Rahmen von Anschlussprojekten mit den relevanten Akteur:innen fortgeführt werden soll.

Literatur

- [1] A. Neitz-Regett *et al.*, "CO₂-Monitor: White Paper im Auftrag der: TenneT TSO GmbH", Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2023.
- [2] EU Parlament, *Sustainable economy: Parliament adopts new reporting rules for multinationals*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20221107IPR49611/sustainable-economy-parliament-adopts-new-reporting-rules-for-multinationals> (Zugriff am: 17. August 2023).
- [3] World Resources Institute; World Business Council for Sustainable Development, "The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard, Revised Edition", Geneva, Switzerland, Washington, DC, 2004.
- [4] *DIN EN ISO 14040: Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006 + Amd 1:2020); Deutsche Fassung EN ISO 14040:2006 + A1:2020*, DIN Deutsches Institut für Normung e. V., Feb. 2021.
- [5] *DIN EN ISO 14044: - Ökobilanz - Anforderung Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006 + Amd 1:2017 + Amd 2:2020); Deutsche Fassung EN ISO 14044:2006 + A1:2018 + A2:2020*, DIN Deutsches Institut für Normung e. V. [Online]. Verfügbar unter: Februar 2021
- [6] *DIN EN ISO 14067: Treibhausgase – Carbon Footprint von Produkten – Anforderungen an und Leitlinien für Quantifizierung (ISO 14067:2018); Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14067:2018*, DIN Deutsches Institut für Normung e. V, Feb. 2019.
- [7] TenneT und Forschungsstelle für Energiewirtschaft, *CO₂-Monitor: Hochaufgelöste, transparente CO₂-Intensität des Strommix*. [Online]. Verfügbar unter: <https://co2-monitor.org/> (Zugriff am: 10. Oktober 2023).
- [8] *DIN EN ISO 14064: Treibhausgase – Teil 1: Spezifikation mit Anleitung zur quantitativen Bestimmung und Berichterstattung von Treibhausgasemissionen und Entzug von Treibhausgasen auf Organisationsebene (ISO 14064-1:2018); Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14064-1:2018*, DIN Deutsches Institut für Normung e. V, Jun. 2019.
- [9] World Resources Institute, World Business Council for Sustainable Development, "Technical Guidance for Calculating Scope 3 Emissions: Supplement to the Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting & Reporting Standard", 2013.
- [10] M. Sotos, "GHG Protocol: Scope 2 Guidance: An Amendment to the GHG Protocol Corporate Standard", World Resources Institute; World Business Council for Sustainable Development. [Online]. Verfügbar unter: <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2023-03/Scope%20%20Guidance.pdf>. Zugriff am: 24. August 2023.
- [11] K. Aiuto und M. Macrae, "GHG Protocol: Standards Update Process: Topline Findings from Scope 2 Feedback", World Resources Institute; World Business Council for Sustainable Development, 2023.
- [12] Forschungsstelle für Energiewirtschaft, *eXtremOS: Modeling Kit and Scenarios for Pathways Towards a Climate Neutral Europe*. [Online]. Verfügbar unter: <https://extremos.ffe.de/> (Zugriff am: 23. August 2023).
- [13] ENTSO-E, *ENTSO-E Transparency Platform*. [Online]. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/> (Zugriff am: 24. August 2023).
- [14] Eurostat, *Eurostat: Komplette Energiebilanzen: Datencode NRG_BAL_C*. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/page/NRG_BAL_C_custom_7072008 (Zugriff am: 24. August 2023).
- [15] AG Energiebilanzen, *Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2022 (in TWh) Deutschland insgesamt, Stand Februar 2023*. [Online]. Verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/03/STRERZ22A11_Abg_0223.pdf (Zugriff am: 24. August 2023).
- [16] T. Lauf, M. Memmler und S. Schneider, "Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger: Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2021", Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energetraeger-2021>. Zugriff am: 24. August 2023.
- [17] World Resources Institute; World Business Council for Sustainable Development, "Allocation of GHG Emissions from a Combined Heat

- and Power (CHP) Plant: GHG Protocol calculation guidance", 2006.
- [18] B. Tranberg, O. Corradi, B. Lajoie, T. Gibon, I. Staffell und G. B. Andresen, "Real-time carbon accounting method for the European electricity markets", *Energy Strategy Reviews*, Jg. 26, S. 100367, 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.100367.
- [19] F. Böing und A. Regett, "Hourly CO2 Emission Factors and Marginal Costs of Energy Carriers in Future Multi-Energy Systems", *Energies*, Jg. 12, Nr. 12, S. 2260, 2019, doi: 10.3390/en12122260.
- [20] S. Schlömer *et al.*, "Annex III: Technology-specific Cost and Performance Parameters", *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Jg. 2014, S. 1329–1356, 2014.
- [21] Council of European Energy Regulators, "2nd CEER Report on Power Losses: Energy Quality of Supply Work Stream", Brüssel, 2020.
- [22] "Delegierte Verordnung (EU) 2015/2402 der Kommission - vom 12. Oktober 2015 - zur Überarbeitung der harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme gemäß der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung des Durchführungsbeschlusses 2011/877/EU der Kommission: Delegierte Verordnung (EU) 2015/2402" in *Amtsblatt der Europäischen Union L 333/54*, 2015.
- [23] Eurostat, *Eurostat: Nettostromerzeugung nach Brennstoff - monatliche Daten: Datencode NRG_CB_PEM*. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/page/NRG_CB_PEM_custom_6141130 (Zugriff am: 24. August 2023).
- [24] N. Valitov, "SMARD.de Benutzerhandbuch", Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/resource/blob/208546/108612cd96cc27646cb328f0ca9cb3d2/smard-benutzerhandbuch-07-2022-data.pdf>. Zugriff am: 23. August 2023.
- [25] L. Hirth, J. Mühlenpfordt und M. Bulkeley, "The ENTSO-E Transparency Platform – A review of Europe's most ambitious electricity data platform", *Applied Energy*, Jg. 225, S. 1054–1067, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.04.048.
- [26] Eurostat, "Energy balance guide: Methodology guide for the construction of energy balances & Operational guide for the energy balance builder tool", 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/ENERGY-BALANCE-GUIDE.pdf/de76d0d2-8b17-b47c-f6f5-415bd09b7750?t=1632139948586>. Zugriff am: 28. August 2023.
- [27] United Nations, Hg., "Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources", United Nations Economic Commission for Europe, 2022.
- [28] Umweltbundesamt, "Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2023: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2021", Dessau-Roßlau, 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/28_2023_cc_berichterstattung_unter_der_klimarahmenkonvention.pdf. Zugriff am: 30.11.2023.
- [29] H. Hertle *et al.*, "Die Nutzung von Exergieströmen in kommunalen Strom-Wärme-Systemen zur Erreichung der CO2-Neutralität von Kommunen bis zum Jahr 2050", 2014.
- [30] W. Mauch, R. Corradini, K. Wiesemeyer und M. Schwentzk, "Allokationsmethoden für spezifische CO2-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen", Kraftwerke, 2010.
- [31] S. Flamme, J. Hanewinkel, P. Quicker und K. Weber, "Energieerzeugung aus Abfällen Stand und Potenziale in Deutschland bis 2030", 2018.

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1:	Überblick über die Scopes des Greenhouse Gas Protocols (eigene Darstellung nach [3]).....	7
Abbildung 2:	Unterschied zwischen stündlichen und mittleren Emissionsfaktoren (inkl. Lebenszyklusperspektive) am Beispiel einer Sommerwoche.....	8
Abbildung 3:	Stündliche THG-Bilanz ausgewählter Branchen für eine beispielhafte Sommerwoche.....	9
Abbildung 4:	Überblick über die Methodik zur Berechnung der stündlichen THG-Intensität des deutschen Strommix.....	12
Abbildung 5:	Darstellung des lastgewichteten Stromemissionsfaktors über den gesamten Lebenszyklus für 2021 aufgeteilt in emittierte und entzogene THG-Mengen sowie untergliedert nach fossilem und biogenem Ursprung.....	21
Tabelle 1:	Überblick über die drei wichtigsten Ziele und die dazugehörigen Kriterien.	10
Tabelle 2:	Übersicht über Sekundärdatenquellen zur Berechnung der THG-Intensität des deutschen Strommix.....	14
Tabelle 3:	Übersicht über die direkten Emissionsfaktoren für ausgewählte Erzeugungstypen mit KWK-Anlagen.....	18

Anhang

Die folgenden Anhänge stellen detaillierte Informationen zur Methode bereit und stellen exemplarische Werte für das Jahr 2021 dar, um die Transparenz der Berechnung zu gewährleisten. In Abschnitt 2 wird die Aktualität der Datenquellen und die Sicherstellung der Aktualisierung dargestellt.

A Durchschnittlicher erzeugungstypspezifischer Eigenverbrauch

Der Wert errechnet sich aus Angaben zur Brutto- und Nettostromerzeugung der AGEB für 2021 [15]. Für den Erzeugungstyp Pumpspeicher ist der Eigenverbrauch bereits in der Differenz zwischen Ein- und Ausspeicherung implizit enthalten.

Erzeugungstyp CO₂-Monitor	Erzeugungstyp AGEB-Bezeichnung	Anteil Eigenverbrauch in %
Biomasse	Biomasse	6,2
Abfall	Hausmüll, Industrieabfall ¹²	20,9
Braunkohle	Braunkohle	7,7
Steinkohle	Steinkohle	8,9
Öl	Mineralöl	11,9
Erdgas	Erdgas	3,2
Wasserkraft	Wasserkraft	0,9

¹² Gewichteter Durchschnitt aus Hausmüll und Industrieabfällen

B Zuordnung der Erzeugungstypen

Für die Zusammenführung der unterschiedlichen Datenquellen ist eine Zuordnung der unterschiedlichen Erzeugungstypen notwendig. Folgende Tabelle zeigt, welche Erzeugungstypen aus den verwendeten Datenquellen welchem Erzeugungstyp im CO₂-Monitor zugeordnet sind.

CO ₂ -Monitor	ENTSO-E	Eurostat SIEC	UBA	IPCC
Nicht-erneuerbar				
Biomasse	Biomass	R5110-5150_W6000RI, R5160, R5210, R5220, R5230, R5290, R5300, W6210	Feste Biomasse, Biogas, Biomethan, flüssige Biomasse, Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	Biomass - dedicated
Abfall	Waste	W6100_6220	_13	_13
Braunkohle	Fossil Brown coal/Lignite	C0200	Braunkohle	_14
Steinkohle	Fossil Hard coal	C0100	Steinkohle	Coal - PC
Öl	Fossil Oil	O4000XBIO	Heizöl leicht	_14
Pumpspeicher	Hydro Pumped Storage	-	Speicherwasser, Pumpspeicherwasser – mit natürlichem Zufluss	Hydropower
Erdgas	Fossil Gas	G3000	Erdgas	Gas - Combined Cycle
Erneuerbar				
Geothermie	Geothermal	RA200	Tiefengeothermie	Geothermal
Wasserkraft	Hydro Run-of-river and poundage	-	Laufwasser	Hydropower
	Hydro Water Reservoir	-		Hydropower
Solar	Solar	RA400	Photovoltaik	Solar PV - utility

¹³ Wert aus Nationalem Inventarbericht für Industrie- und Hausmüll, gewichtet nach Erzeugungsanteilen, Umrechnung mithilfe des Bruttonutzungsgrads

¹⁴ Emissionsfaktor von Deutschland übernommen

Wind Offshore	Wind Offshore	RA320	Windenergie auf See (offshore)	Wind offshore
Wind Onshore	Wind Onshore	RA310	Windenergie an Land (onshore)	Wind onshore
	Other	aus Berechnung ausgenommen		
	Other renewable	aus Berechnung ausgenommen		
In Deutschland nicht vorhanden (Stand: 01.06.2023)				
Kernenergie	Nuclear		Kernenergie	Nuclear
Meer	Marine			Ocean
Ölschiefer	Fossil Oil Shale			_15
Kokereigas	Fossil Coal-derived gas	C0350-C0370		_16
Torf	Fossil Peat	P1000		_17

¹⁵ Emissionsfaktor von Öl übernommen

¹⁶ Wert aus Nationalem Inventarbericht für Kokereigas, Umrechnung mithilfe des Bruttonutzungsgrads

¹⁷ Wert aus Nationalem Inventarbericht für Torf, Umrechnung mithilfe des Bruttonutzungsgrads

C Skalierungsfaktoren

Skalierung auf Jahreswerte

Die Skalierungsfaktoren beziehen sich auf das Jahr 2021 für Deutschland und errechnen sich aus ENTSO-E- und Eurostat-Daten zur Stromerzeugung [13, 14, 23].

Erzeugungstyp	Skalierungsfaktor	Anmerkung
Braunkohle	1,008	
Erdgas	1,234	
Steinkohle	0,898	Skalierung nach unten aufgrund des Ausschlusses von Kraftwerken für die Eigenerzeugung
Öl	0,250	Skalierung nach unten aufgrund des Ausschlusses von Kraftwerken für die Eigenerzeugung
Geothermie	1,007	Skalierung auf aggregierte monatliche Daten der Nettostromerzeugung
Biomasse	1,005	
Abfall	0,684	Skalierung nach unten aufgrund des Ausschlusses von Kraftwerken für die Eigenerzeugung
Wasserkraft	1,064	
Pumpspeicher	1,064	Skalierungsfaktor errechnet auf Gesamtsumme aller Wasserkrafttypen
Kernenergie	1,001	

Skalierung auf monatliche Werte

Die Skalierungsfaktoren beziehen sich auf das Jahr 2021 für Deutschland und errechnen sich aus ENTSO-E- und Eurostat-Daten [13, 14, 23].

	Solar	Wind Offshore	Wind Onshore
Januar	1,093	1,013	1,028
Februar	1,093	1,015	1,027
März	1,092	1,014	1,029
April	1,103	1,015	1,027
Mai	1,103	1,011	1,021
Juni	1,099	1,006	1,024
Juli	1,099	1,009	1,018
August	1,100	1,016	1,019
September	1,099	1,006	1,015
Oktober	1,098	1,018	1,024
November	1,098	1,014	1,021
Dezember	1,097	1,013	1,011

D Wirkungsgrad-Referenzwerte

Die EU Kommission legte 2015 harmonisierte Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme, welche für die Allokation nach Effizienzmethode herangezogen werden [22].

Erzeugungstyp	Strom Referenzwirkungsgrad in %	Wärme Referenzwirkungsgrad in %	Kategorie der Erzeugungstypen
Biomasse	38,6	76,2	Nach Erzeugung gewichteter Durchschnitt von S4, S6, L8, G10, G12 basierend auf UBA-Anteilen
Abfall¹⁸	42,0	70	G12
Braunkohle	41,8	86	S2
Steinkohle	44,2	88	S1
Mineralöl	44,2	89	L7
Erdgas	52,5	90	G10

¹⁸ Gewichteter Durchschnitt aus Hausmüll und Industrieabfällen

E Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren beziehen sich auf das Jahr 2021 und sind angegeben in g CO₂-Äq. pro kWh Strom. Bei den internationalen Werten vom IPCC wird der Median verwendet. Die direkten Emissionsfaktoren entsprechen den verbrennungsbedingten Emissionen und werden für die Berechnung der Scope 2 Emissionsfaktoren herangezogen. Die Emissionsfaktoren mit Vorkette umfassen sowohl die direkten Emissionsfaktoren als auch die Vorkette (inkl. fremdbezogener Hilfsenergie). Scope 3 Emissionsfaktoren werden aus der Differenz zwischen den Emissionsfaktoren mit Vorkette und den direkten Emissionsfaktoren berechnet und beziehen zusätzlich einen Netzverlustfaktor (s. Anhang F) mit ein (vgl. Abschnitt 2.3).

Emissionsfaktoren in g CO ₂ -Äq./kWh	Deutschland		Andere Länder	
	direkt	mit Vorkette	direkt	mit Vorkette
Braunkohle	1.097	1.126	1.097	1.126
Erdgas	369	437	370	490
Steinkohle	838	943	760	820
Öl	799	929	799	929
Wasserkraft	0	3	0	24
Pumpspeicher	0	25	0	24
Geothermie	0	162	0	38
Biomasse	86	278	0	230
Abfall	1137	1137	1137	1137
Solar	0	57	0	48
Wind Offshore	0	10	0	12
Wind Onshore	0	18	0	11
Kernenergie	0	18	0	12

F Netzverluste

Die Netzverluste beziehen sich auf das Jahr 2018 und errechnen sich aus CEER-Daten [21]. Wenn kein Wert für das Jahr 2018 vorhanden ist, wird der letzte verfügbare Wert genommen. Für Länder, bei denen es keine Angabe zu Netzverlusten gibt, wird der Durchschnitt aus allen Ländern eingesetzt. Wie in Abschnitt 2.3 erläutert werden die 34 Länder in für den deutschen Strommix **relevante (fett markiert)** und irrelevante Länder unterteilt.

	Netzverluste in %		Netzverluste in %
Deutschland	4,46	Mazedonien	10,35
Bosnien und Herzegowina	6,41	Republik Moldau	10,27
Belgien	4,58	Rumänien ¹⁹	6,78
Bulgarien ¹⁹	6,78	Montenegro	7,87
Dänemark	4,48	Niederlande	2,60
Estland	5,26	Norwegen	5,42
Finnland ²⁰	4,00	Österreich	3,48
Frankreich	6,41	Polen	5,71
Georgien	6,58	Portugal	8,09
Griechenland ²⁰	9,79	Schweden	4,46
Irland	7,24	Schweiz ¹⁹	6,78
Italien ²⁰	7,09	Serbien	10,96
Kroatien	7,32	Slowakei	4,27
Kosovo	25,11	Slowenien	3,75
Lettland	4,49	Spanien	8,93
Litauen	2,52	Tschechische Republik	5,05
Luxemburg	3,68	Ungarn	6,95

¹⁹ Kein Wert vorhanden, daher Durchschnittswert (6,78 %) angewandt.

²⁰ Kein Wert für 2018 vorhanden, daher letzter historischer Wert angewandt.

