

# Green Grid Compass

Methodenbericht



# Green Grid Compass

Methodenbericht



# Impressum

## Herausgeber



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

## Methodenbericht zum Projekt:

Green Grid Compass

## Stand am

17.12.2024

## Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

## Geschäftsführer

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

## Projektpartner

50Hertz Transmission GmbH, 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

50Hertz: Armin Waffenschmidt, Dr. Johannes Henkel

# Kurzzusammenfassung

Der Green Grid Compass (GGC), welcher eine Zusammenführung der Tools „eco2grid“ von 50Hertz und dem „CO<sub>2</sub>-Monitor“ von TenneT und FfE ist, stellt einen nächsten Schritt in Richtung Harmonisierung zeitlich aufgelöster Emissionsintensitäten von Strom dar. Die entwickelte Webseite verfügt über die notwendige Grundfunktionalität, zeitlich hoch aufgelöste Treibhausgas (THG)-Emissionsfaktoren des Strommix für die wichtigsten Anwendungsfälle (sog. „Use Cases“) bereitzustellen. Akteur:innen aus verschiedenen Branchen wurden im Rahmen eines Umsetzungsnetzwerks durch Workshop-Angebote in der Entwicklungsphase aktiv mit einbezogen. Ein Kernbestandteil des GGC ist die im Rahmen des CO<sub>2</sub>-Monitors entwickelte Methode, welche in den GGC übernommen wurde. Ziel ist es, Emissionen im 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. Die Berechnungsergebnisse werden auf einer digitalen Plattform bereitgestellt. Die Dokumentation der von FfE in Zusammenarbeit mit 50Hertz und TenneT entwickelten Methode sowie der zugrundeliegenden Datenbasis zur Berechnung von stündlichen Emissionsfaktoren des Strommix ist Gegenstand des vorliegenden Methodenberichts.

## Kernaussagen



**Die Methode dient zur Berechnung von stündlichen THG-Intensitäten des Strommix für europäische Gebotszonen, welche für die Anwendbarkeit zur Berichterstattung nach Scope 2 und Scope 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“ und der Einbezug von Kraft-Wärme-Kopplung durch die Effizienzmethode. Eine Skalierung der Erzeugungsdaten auf statistische Mantelzahlen erfolgt für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg.**

# Änderungsbericht

Im Folgenden erfolgt eine Dokumentation der Änderungen zur geprüften Version 1 des Methodenberichts mit Stand 31.01.2024, auf welchen sich die Inspektionsbescheinigung in Verbindung mit dem Inspektionsbericht (InSp-ET-24-0042) bezieht.

Durch die Zusammenführung der Tools „eco2grid“ von 50Hertz und dem „CO<sub>2</sub>-Monitor“ von TenneT und FfE ergeben sich Änderungen im Vergleich zum geprüften Methodenbericht. Es findet eine **Ausweitung der dargestellten Ergebnisse** statt. Neben der stündlichen CO<sub>2</sub>-Intensität, deren Prognose und dem Anteil der erneuerbaren Energien (EE) für den verbrauchten Strommix in Deutschland (wie durch den CO<sub>2</sub>-Monitor veröffentlicht) werden im GGC folgende Daten als Ergebnisse für europäische Gebotszonen jeweils für den Erzeugungs- und Verbrauchsmix bereitgestellt:

- Absolute Stromerzeugung und -verbrauch nach Energieträgern (in MW)
- Anteil erneuerbarer, nuklearer und anderer Energiequellen (in %)
- Absolute Treibhausgas (THG)-Emissionen (t CO<sub>2</sub>eq) und THG-Intensität (g CO<sub>2</sub>eq / kWh), jeweils ausgewiesen nach betriebsbedingt (Scope 2), Lebenszyklus-Emissionen mit Netzverlusten (Scope 3)
- Prognose der CO<sub>2</sub>-Intensität und des EE-Anteils für die Gebotszonen Deutschland-Luxemburg und Belgien

Es ergeben sich folgende allgemeine Änderungen und Anpassungen, welche den vorliegenden Methodenbericht grundlegend beeinflussen:

- Die beschriebene Methodik wird im harmonisierten Tool angewandt, welches den Namen Green Grid Compass (GGC) trägt. Der CO<sub>2</sub>-Monitor und eco2grid werden damit ersetzt.
- Die Daten werden für europäische Gebotszonen bereitgestellt. Daher werden die Länder Deutschland und Luxemburg in der Berechnung zur Gebotszone Deutschland-Luxemburg zusammengeführt.
- In Übereinstimmung mit den Prüfkriterien wird die Methodik aufgrund einer aktuelleren und verbesserten Datenbasis bei den erzeugungstypspezifischen Emissionsfaktoren angepasst. Statt der vorherigen Verwendung von Emissionsfaktoren des Umweltbundesamtes (UBA) für Deutschland und des IPCC für weitere Länder wird eine aktualisierte Datenquelle der EU-Kommission herangezogen. Diese ermöglicht eine europaweit einheitliche Berechnung von länderspezifischen Emissionsfaktoren je Energieträger als Eingangsdatenbasis. Dafür wird die CO<sub>2</sub>-Monitor Methodik angewandt, welche ebenfalls eine einheitliche Allokation bei Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ermöglicht. (vgl. Kapitel 2.3)
- Für Deutschland-Luxemburg wird, wie bereits im CO<sub>2</sub>-Monitor, eine Skalierung der Strom-Erzeugungsdaten vorgenommen. Diese wird noch nicht für weitere Gebotszonen angewandt. (vgl. Kapitel 2.2.2)
- Da es teils zu fehlenden Eingangsdaten kommt, wird die Definition von fehlenden Daten und der Umgang mit diesen transparent offengelegt. Um die Zeitpunkte mit fehlenden Daten zu minimieren, werden, wo vorhanden, die Prognosedaten als Ersatzwerte eingeführt. (vgl. Kapitel 2.5)

Des Weiteren dokumentiert Tabelle Table 0-1 detaillierte Änderungen im Dokument.

Table 0-1: Dokumentation der vorgenommenen Änderung im Methodenbericht

<b>Thema</b>	<b>Änderung</b>	<b>Kapitel</b>	<b>Erläuterung / Begründung</b>
Abrufzeitpunkt der Eingangsdaten	Abruf der Stromdaten nach drei Stunden	2 Methodik und Datenbasis	Da bei Echtzeitabruf häufig noch notwendige Daten fehlen, wurde das Intervall zum Abruf auf drei Stunden ausgeweitet.
Berechnung der THG-Intensität auf Jahresbasis	Keine finale Nachberechnung zum Ende des Kalenderjahres	2 Methodik und Datenbasis	Für die THG-Intensität wird ein frei wählbarer Zeitraum zum Download bereitgestellt. Dies ist für die Nachhaltigkeitsberichterstattung von Vorteil, da sich das Geschäftsjahr eines Unternehmens nicht am Kalenderjahr orientieren muss.
Annahme zum erzeugungstyp-spezifischen Eigenverbrauchs	Annahme des auf deutscher Datenbasis beruhenden Berechnung des Eigenverbrauchs je Erzeugungstyp für alle Gebotszonen	2 Methodik und Datenbasis; 2.3 Emissionsfaktoren	Die Annahme muss aufgrund einer fehlenden europaweiten Datenbasis zu Kraftwerkseigenverbräuchen getroffen werden. Diese sind notwendig für die Umrechnung der Brutto- in Nettostromerzeugung, welche für die Berechnung der Emissionsfaktoren je Erzeugungstyp auf Gebotszonenebene notwendig ist.
Zeithorizont bei Emissionsfaktoren	Ergänzung des Zeithorizonts des angewandten Treibhauspotenzials (100 Jahre)	2.1 Systemgrenzen	Die Ergänzung trägt zur Verbesserung der Dokumentation bei.
Unterschiedliche geografischer Auflösungen	Anwendung von Emissionsfaktoren auf Landesebene auf alle in einem Land existierende Gebotszonen	2.1 Systemgrenzen	Ausnahme ist hier die Gebotszone Deutschland-Luxemburg für welche statistische Daten vor der Berechnung aggregiert werden.
Systemgrenze Scope 3.3 Emissionsfaktoren	Ergänzung einer Infobox zum Wortlaut zu den in Scope 3.3 berücksichtigten Emissionen laut GHG Protocols in Abgrenzung zum GGC Ansatz	2.1 Systemgrenzen	Einbezug des Anlagenbaus in GGC Emissionsfaktoren, wohingegen im exakten Wortlaut nur die Vorketten der Brennstoffbereitstellung berücksichtigt werden. Dies stellt einen konservativen Ansatz in Übereinstimmung mit den Prinzipien der Lebenszyklusanalyse dar.
Erzeugungstypen	Erweiterung um nicht in Deutschland vorkommende ENTSO-E Erzeugungstypen	2.2.1 Erzeugungstypen; Anhang A	Aufgrund des weiteren geografischen Fokus ist die Fokussierung auf deutsche Erzeugungstypen nicht mehr sinnvoll.
Erzeugungstypen „Sonstige“ und „Sonstige Erneuerbar“	Ergänzung und Einbezug in Berechnung, konservative Zuordnung des maximalen Emissionsfaktors innerhalb einer Region	2.2.1 Erzeugungstypen; 2.2.2 Skalierungsfaktoren für Deutschland-Luxemburg; 2.3 Emissionsfaktoren	Ursprünglich wurden diese Erzeugungstypen für Deutschland nicht betrachtet. Durch das erweiterte Datenangebot wird der Einbezug notwendig. Für eine konservative Abschätzung erhalten „Sonstige“ und „Sonstige Erneuerbar“ jeweils den höchsten existierenden erzeugungstypspezifischen Emissionsfaktors in einem Land.

Skalierungsfaktoren außerhalb Deutschland-Luxemburgs	Ergänzende Erklärung zur Anwendbarkeit der Methodik der Skalierungsfaktoren auf weitere europäische Gebotszonen	2.2.2 Skalierungsfaktoren für Deutschland-Luxemburg	Aktuell nicht umgesetzt, da eine umfassende Einzelbetrachtung für jedes Land notwendig ist.
Beschreibung der neuen Datenquelle für Emissionsfaktoren	Verweis und Erläuterung zu den Emissionsfaktoren aus neuer Datenquelle und der Weiterberechnung	2.3 Emissionsfaktoren	Es werden relevante Informationen zu Hintergrund, Auflösung, Zuordnung, etc. der Emissionsfaktoren erläutert.
Bezeichnungen in den Eurostat Energiebilanzen	Ergänzung von Erläuterungen zu Eurostat Bezeichnungen	2.3 Emissionsfaktoren	Die Spezifikation trägt zu einer verbesserten Verständlichkeit der Dokumentation bei.
Daten zu Allokations- und Emissionsfaktoren bei KWK	Entfernung der Tabelle mit konstanten Werten aus 2021 zu Allokations- und Emissionsfaktoren für KWK und nicht-KWK Erzeugung	Tabelle 3 (ursprünglich)	Eingangsdaten der Berechnung, die sich aufgrund der Berechnung durch statistische Werte jährlich verändern, werden aufgrund mangelnder Aktualität aus dem Bericht entfernt.
Biogene Emissionen	Ergänzungen zur Datengrundlage der Berechnung	Exkurs 3	Die Berechnung basiert auf Werten für Deutschland aus 2021 nach der ursprünglichen Methodik.
Berechnung absoluter THG-Emissionen	Ergänzende Beschreibung zur Berechnung	2.4 Berücksichtigung der Stromimporte und -exporte für Verbrauchsmix	Durch die Darstellung absoluter Emissionen erfolgt eine Multiplikation der errechneten THG-Intensität mit der Last.
Sensitivitätsanalysen	Entfernen irrelevanter Abschnitte	2.6 Sensitivitätsanalysen	Aufgrund der Anpassungen in der Methodik sind bestimmte Sensitivitätsanalysen nicht mehr relevant.
Annahmen und Limitationen	Entfernen irrelevanter Abschnitte	2.7 Annahmen und Limitationen	Aufgrund der Anpassungen in der Methodik sind bestimmte Annahmen und Limitationen nicht mehr relevant.
Beispiel für Orientierung an Prüfkriterien	Tausch des Beispiels	2.8 Ergebnisse	Beispiel zur Datenquelle der Emissionsfaktoren ist nicht mehr zutreffend, daher getauscht mit Annahmen zu KWK.
Eingangsdaten der Berechnung für 2021	Entfernung der Tabellen mit Werten für 2021 zu Emissionsfaktoren, Skalierungsfaktoren und Eigenverbrauch	Anhang A, C, E (ursprünglich)	Eingangsdaten der Berechnung, die sich aufgrund der Berechnung durch statistische Werte jährlich verändern, werden aufgrund mangelnder Aktualität aus dem Bericht entfernt.
Zuordnung Erzeugungstypen	Ergänzung um Zuordnung zu AGEB, Entfernen der UBA Zuordnung	Anhang A	Aufgrund der Anpassungen in Emissionsfaktorquelle ist die Zuordnung der UBA Erzeugungstypen irrelevant, hingegen wurden die AGEB Erzeugungstypen ergänzt.
Referenzwirkungsgrade	Update der Werte für Referenzwirkungsgrade	Anhang B	Aufgrund der neuen Veröffentlichung der Referenzwirkungsgrade wurden die Werte in der Tabelle aktualisiert.
Gebotszonen	Ergänzung der berücksichtigten Gebotszonen in der Berechnung	Anhang D (neu)	Aufgrund der Erweiterung auf Europa ist eine Liste der berücksichtigten Gebotszonen aufgeführt und welche davon als Hauptzonen betrachtet werden

# Inhaltsverzeichnis

<b>Kurzzusammenfassung</b>	<b>4</b>
<b>Änderungsbericht</b>	<b>5</b>
<b>1 Hintergrund</b>	<b>9</b>
1.1 Kontext des Green Grid Compass	9
1.2 Use Cases „Nachweis und Berichterstattung“	10
1.3 Resultierende Ziele und Kriterien	12
1.3.1 Anwendbarkeit für relevante Use Cases	12
1.3.2 State-of-the-Art und Aktualität	13
1.3.3 Transparenz, Nachvollziehbarkeit, Verständlichkeit	15
<b>2 Methodik und Datenbasis</b>	<b>16</b>
2.1 Systemgrenzen	19
2.2 Stromerzeugung	19
2.2.1 Erzeugungstypen	20
2.2.2 Skalierungsfaktoren für Deutschland-Luxemburg	20
2.3 Emissionsfaktoren	21
2.4 Berücksichtigung der Stromimporte und -exporte für Verbrauchsmix	25
2.5 Ersatzwertbildung	26
2.6 Sensitivitätsanalysen	26
2.7 Annahmen und Limitationen	26
2.8 Ergebnisse	28
<b>3 Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>30</b>
<b>4 Literatur</b>	<b>31</b>
<b>Abbildungs- und Tabellenverzeichnis</b>	<b>33</b>
<b>Anhang</b>	<b>34</b>
A Zuordnung der Erzeugungstypen	34
B Wirkungsgrad-Referenzwerte	36
C Netzverluste	37
D Gebotszonen	38



# 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 CO<sub>2</sub>-Monitor [1], Vorgängerprojekt des Green Grid Compass (GGC), 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 Green Grid Compass

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 GGC ist eine 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 ist die im ehemals CO<sub>2</sub>-Monitor entwickelte Bilanzierungsmethodik, welche durch den TÜV SÜD geprüft wurde, 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 GGC ist die Übernahme und Verbesserung der für den CO<sub>2</sub>-Monitors entwickelten Methode und Datenbasis, um Emissionen des Strommix auf Gebotszonenebene in Europa 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. Auf der eco2grid Plattform aufbauend werden Daten zur THG-Intensität und dem Anteil Erneuerbarer Energien im europäischen Stromnetz ausgewiesen. Über eine Vorhersage, die auf Künstlicher Intelligenz basiert, werden für Deutschland-Luxemburg und Belgien auch Prognosen zur Verfügung gestellt, die beispielsweise bei der Optimierung von flexiblen Anlagen genutzt werden können. Über eine browserbasierte Benutzeroberfläche [7] werden 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 ISO14064-1:2018 [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: Überblick über die Scopes des Greenhouse Gas Protocols (eigene Darstellung nach [3])).

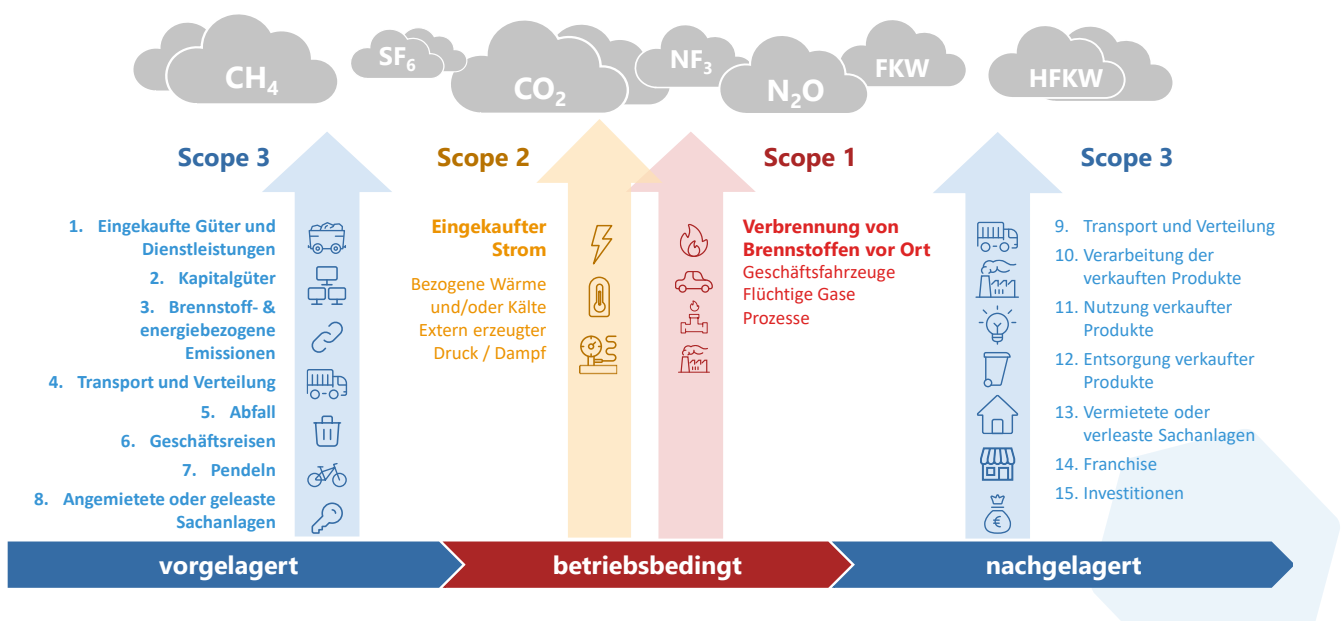


Abbildung 1: Überblick über die Scopes des Greenhouse Gas Protocols (eigene Darstellung nach [3])

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.

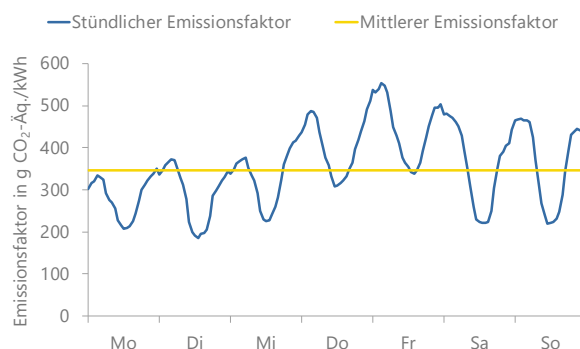


Abbildung 2: Unterschied zwischen stündlichen und mittleren Emissionsfaktoren (inkl. Lebenszyklusperspektive) am Beispiel einer Sommerwoche

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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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.

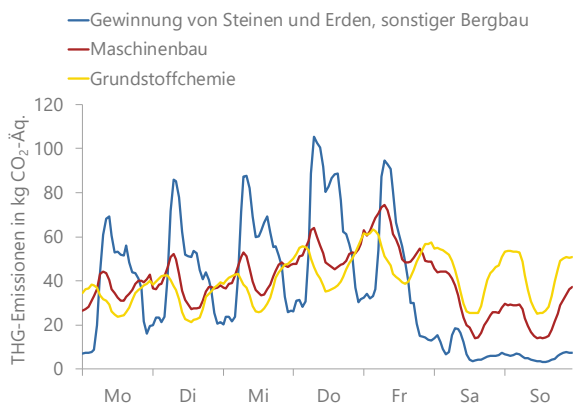


Abbildung 3: Stündliche THG-Bilanz ausgewählter Branchen für eine beispielhafte Sommerwoche

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 Strommix über die GGC Plattform [7]:
  - 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 2.8)
- 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
  - Ortsbasiert: Strommix
  - 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 CO<sub>2</sub>-Monitoring ergeben, vielfältig sind und sich insbesondere auch an die Berechnungsmethode und Datenbasis richten. Für den GGC wurden im Rahmen des Projektes daher folgende drei Ziele definiert, die die Methodik erfüllen soll: Zunächst soll eine Anwendbarkeit der Daten zum zeitlich hochaufgelösten CO<sub>2</sub>-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 GGC 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 THG-Emissionsintensität im 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 GGC 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 auf stündlicher Basis berechnet, um ortsbasierte Scope 2 und Scope 3 Emissionen im 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 ermöglicht werden, wofür der Einbezug von

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



#### Anwendbarkeit für relevante Use Cases

- THG-Emissionsintensität des Strommix 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)

Stromimporte und -exporte notwendig. 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 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 GGC 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 Strommix in europäischen Gebotszonen 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 Strommix im Detail in Kapitel 1, dem White Paper [1] sowie auf der Plattform [7] 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 Strommixes in europäischen Gebotszonen 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 GGC liegt daher auf der Bereitstellung stündlicher Emissionsfaktoren.

Ergänzend wird 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 Übertragungsnetzbetreiber zur Nettostromerzeugung

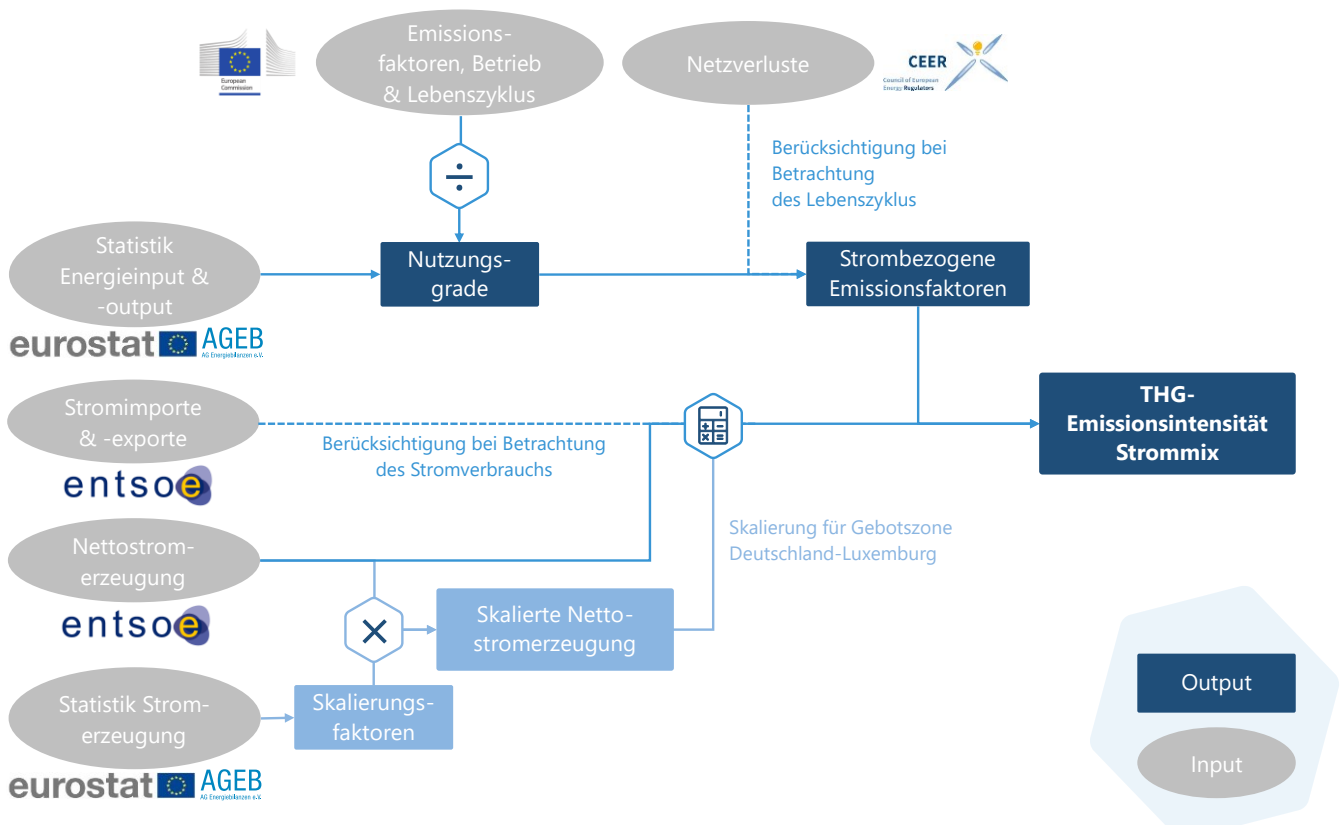


Abbildung 4: Überblick über die Methodik zur Berechnung der stündlichen THG-Intensität des Strommix



nach Erzeugungstyp<sup>1</sup> sowie zu Stromimporten und -exporten<sup>2</sup> auf stündlicher Basis bereitgestellt.

Die Methodik schließt neben den Erzeugungsdaten für den Erzeugungsmix auch Stromimporte und -exporte zur Berechnung des Verbrauchsmixes ein. Hierbei erfolgt mithilfe des „Flow Tracing“-Ansatzes [14, 15] eine Nachverfolgung der energieträgerspezifischen Stromflüsse, wodurch der Einfluss des Stromhandels berücksichtigt werden kann.

Kombiniert mit energieträgerspezifischen Emissionsfaktoren kann somit die durchschnittliche THG-Intensität des Strommix in einer Stunde berechnet werden. Die Daten zur THG-Emissionsintensität von der Europäischen Kommission [16] und sind primärenergiebezogen. Die energieträgerspezifischen Nutzungsgrade lassen sich durch Energieinput und -output mithilfe von Eurostat-Daten [17] berechnen. Mithilfe des errechneten Eigenverbrauchs je Energieträger aus Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) [18] wird Brutto- in Nettostromerzeugung umgerechnet. Die Nettonutzungsgrade sind notwendig, um die primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren in strombezogene Emissionsfaktoren umzurechnen. In diesem Schritt findet unter Anwendung der Effizienzmethode (engl. efficiency method) nach GHG Protocol [19] ebenfalls eine Allokation von THG-Emissionen auf die Wärme- und Stromerzeugung in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) statt. Für die Berechnung der Scope 3-Emissionen sind außerdem Netzverluste relevant, von prozentualen Netzverlusten [20] berücksichtigt werden.

Eine Besonderheit für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg ist die Skalierung der ENTSO-E Werte. 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 [17], die bei Bedarf durch den Eigenverbrauch von AGEB [18] in Nettostromerzeugung umgerechnet werden. Anschließend wird diese statistische Nettostromerzeugung ins Verhältnis zu der bei der ENTSO-E gemeldeten Nettostromerzeugung im gleichen Jahr gesetzt.

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 GGC-Plattform zeitnah einen Wert für die THG-Emissionsintensität des Strommix ausweisen zu können bei gleichzeitig möglichst wenig fehlenden Werten für die Stromdaten, werden diese mit drei Stunden Versatz abgerufen und anschließend direkt die Berechnungen 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 bei fehlenden Daten für die jeweilige Stunde bis zu drei Tage der Abruf aktualisierter Daten geprüft und bei Nachmeldung eine Neuberechnung der THG-Intensität des Strommix in der jeweiligen Stunde vorgenommen. 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. Da das Geschäftsjahr eines Unternehmens nicht dem Kalenderjahr entsprechen muss, ist eine Neuerung im GGC im Vergleich zum CO<sub>2</sub>-Monitor die personalisierbare Auswahl des Zeitraums, für den die Emissionsintensität des Strommix heruntergeladen werden soll. Damit wird sichergestellt, dass die zu diesem Zeitpunkt aktuellen 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.

<sup>1</sup> Actual Generation per Production Type [16.1.B&C]

<sup>2</sup> Physical Flows [12.1.G]

Tabelle 2: Übersicht über Sekundärdatenquellen zur Berechnung der THG-Intensität und Anteil Erneuerbare

Indikator	Quelle	Region	Jahr <sup>3</sup>	Aktualisierung	Beschreibung
<b>Nettostromerzeugung</b>	ENTSO-E [13]	ENTSO-E Mitglieds-länder	-	(viertel) stündlich <sup>4</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(Viertel-)stündliche Daten zu Nettostromerzeugung nach Erzeugungstypen (Actual Generation per Production Type [16.1.B&amp;C])</li> </ul>
<b>Importe &amp; Exporte</b>	ENTSO-E [13]	ENTSO-E Mitglieds-länder	-	(viertel) stündlich <sup>4</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Stündliche Stromflüsse über Nationalgrenzen (Physical Flows [12.1.G])</li> </ul>
<b>Emissionsfaktoren</b>	EU-Kommission [16]	ENTSO-E Mitglieds-länder	2024	unregelmäßig <sup>5</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Primärenergiebezogen auf Bruttostromerzeugung nach Eurostat Erzeugungstypen</li> <li>Direkt und Lebenszyklus innerhalb der EU</li> <li>Bei Nichtverfügbarkeit: IPCC-Wert [21]</li> </ul>
<b>Wirkungsgradreferenzwerte</b>	EU-Kommission [22]	DE	2024	unregelmäßig <sup>5</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erzeugungstypspezifische Effizienzen für Referenzkraftwerke für Strom- und Wärmeerzeugung (notwendig für Allokation bei KWK-Anlagen)</li> </ul>
<b>Energiebilanzen</b>	Eurostat [17]	DE	2023	jährlich <sup>5</sup>	<p>Daten nach Energieträger (SIEC):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Bruttostromerzeugung (Output) ohne Eigenverbrauch (<i>GEP_MAPE, GEP_MAPCHP</i>)</li> <li>Bruttowärmeerzeugung KWK ohne Eigenverbrauch (<i>GHP_MAPCHP</i>)</li> <li>Brennstoffinput (<i>TI_EHG_MAPE, TI_EHG_MAPCHP</i>)</li> </ul>
<b>Monatliche Stromerzeugung</b>	Eurostat [23]	DE	2024	monatlich <sup>6</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nettostromerzeugung für Erzeugungstypen Solar, Wind onshore, Wind offshore und Geothermie</li> </ul>
<b>Kraftwerkeigenverbrauch</b>	AGEB [18]	DE	2023	jährlich <sup>5</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Errechnung aus erzeugungstypspezifischer Brutto- &amp; Nettostromerzeugung</li> <li>Annahme bei Nichtverfügbarkeit für fossile Kraftwerkstypen: 10%</li> </ul>
<b>Netzverluste</b>	CEER [20]	ENTSO-E Mitglieds-länder	2018	unregelmäßig <sup>5</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Faktor für Gesamtverluste (Übertragung und Verteilung)</li> <li>Bei Nichtverfügbarkeit: letzter existierender Wert für Land (vor 2018), sonst Durchschnitt über alle Länder</li> </ul>

Die zuvor zusammengefasste Methode wird im Folgenden noch einmal im Detail beschrieben. Hierfür werden in Abschnitt 2.1 zunächst die Systemgrenzen definiert. Anschließend werden in den Abschnitten 2.2 bis 2.5 die einzelnen Bestandteile der Berechnung und entsprechende methodische Entscheidungen genauer erläutert. Basierend auf den

Sensitivitätsanalysen in Abschnitt 2.6 erfolgt in Abschnitt 2.7 eine Diskussion der Annahmen und Limitationen. Abschließend werden in Abschnitt 2.8 die Ergebnisse des GGC dargestellt.

<sup>3</sup> Der Wert bezieht sich auf das Jahr, für welches zum Stand des Methodenberichts die Quelle verfügbar ist.

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

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

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

## 2.1 Systemgrenzen

Die THG-Emissionsintensität des Strommix wird für Gebotszonen innerhalb des ENTSO-E Gebiets auf stündlicher Basis 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 3.3) berücksichtigt. Die Summe dieser beiden Emissionsfaktoren ergibt den gesamten THG-Emissionsfaktor für den Lebenszyklus (engl. Life Cycle - LC).

### Scope 3.3 nach GHG Protocol

Im exakten Wortlaut des GHG Protocols [9] werden bei den Vorkettenemissionen von Strom die „Gewinnung, Herstellung und Transport von Brennstoffen, [...] [wie beispielsweise] der Abbau von Kohle, die Raffination von Brennstoffen, die Gewinnung von Erdgas usw.“ berücksichtigt. Dies schließt den Anlagenbau nicht mit ein, wodurch insbesondere bei Erneuerbare Energien der Lebenszyklusemissionsfaktor gleich null wird.

Da dies mit der Methodik der Lebenszyklusanalyse nicht vereinbar ist und im Unternehmenskontext unüblich, wird im GGC auch der Anlagenbau betrachtet, was als konservativer Ansatz für Scope 3.3 Emissionen zu werten ist.

Bei der Verwendung statistischer Daten kommen die Eurostat Energiebilanzen [17] zum Einsatz, welche auf Nationalstaatenebene vorliegen. Bei Verwendung statistischer Daten muss daher die Berechnung für Länder erfolgen. Jeder Gebotszone wird daher der übergeordnete länderspezifische Wert zugeordnet. Die Ausnahme bildet die Gebotszone Deutschland-Luxemburg, welche aus zwei Länder besteht. Hier werden die Eurostat-Daten aggregiert, bevor sie in die Berechnung eingehen. In Anhang D sind die Länder und zugehörigen Gebotszonen dargestellt, welche Eingang in die Berechnung finden.

Die funktionelle Einheit ist eine Kilowattstunde Strom im Strommix basierend auf den von der ENTSO-E gemeldeten Daten. Für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg wird durch die vorgenommene Skalierung auf statistische Daten die funktionelle Einheit auf das öffentliche Netz ohne industrielle Eigenerzeugung

<sup>7</sup> Für die fossilen Erzeugungstypen „Fossil coal-derived gas“, „Fossil Oil Shale und „Fossil Peat“ gibt es in Deutschland keine Stromerzeugung, daher ist aus AGEB Daten kein Eigenverbrauch ableitbar. Für

beschränkt (vgl. Exkurs 1 in Abschnitt 0). Es handelt sich daher grundsätzlich um eine ortsbasierte Bilanzierung, welche nach GHG Protocol für die Scope 2 Berechnung [10] verpflichtend erforderlich ist. Um dem Verursacherprinzip Rechnung zu tragen, werden für dem Verbrauchsmix (verbrauchter Strom, engl. consumption mix) Stromimporte und -exporte in den Erzeugungsmix (produzierter Strom, engl. production mix) einbezogen (vgl. 2.4).

Die THG-Emissionsintensität umfasst neben CO<sub>2</sub> auch weitere Treibhausgase wie Methan (CH<sub>4</sub>) und Lachgas (N<sub>2</sub>O). Diese werden über ihr Treibhauspotenzial (engl. Global Warming Potential - GWP) auf einen Zeithorizont von 100 Jahren in CO<sub>2</sub>-Äquivalente umgerechnet [16].

## 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] 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 statistischen Daten auf die Bruttostromerzeugung beziehen, müssen für die Umrechnung von Brutto- in Nettostromerzeugung die Kraftwerkseigenverbräuche für einzelne Erzeugungstypen bestimmt werden. Diese lassen sich aus den jährlich veröffentlichten Angaben der AGEB zur Brutto- und Nettostromerzeugung in Deutschland ein anteiliger Eigenverbrauch je nach Erzeugungstyp bestimmen [18]. Für Erneuerbare, ausgenommen Biomasse, wird ein Eigenverbrauch von 0% angenommen<sup>7</sup>. Die für Deutschland errechneten Eigenverbräuche werden für alle Länder angenommen, da es hier keine umfassende europaweite Datenbasis existiert. Die Zuordnung von Erzeugungstypen aus unterschiedlichen Quellen (ENTSO-E, Eurostat, AGEB, IPCC, EU-Kommission) kann Anhang A entnommen werden.

diese Erzeugungstypen wird pauschal ein Eigenverbrauch von 10% angenommen.

### 2.2.1 Erzeugungstypen

Die Kategorisierung der Erzeugungstypen des GGC folgt den Erzeugungstypen der ENTSO-E (vgl. Anhang A). Die ENTSO-E unterscheidet insgesamt 21 unterschiedliche Erzeugungstypen. Die folgenden Erzeugungstypen werden folgendermaßen in nicht-erneuerbare und erneuerbare Kraftwerkstypen nach [24] eingeteilt.

- Nicht-erneuerbar:
  - Braunkohle
  - Steinkohle
  - Öl
  - Kernenergie
  - Pumpspeicher
  - Stromspeicher<sup>8</sup>
  - Erdgas
  - Abfall
  - Torf
  - Industriegase
  - Ölschiefer
  - Sonstige
- Erneuerbar:
  - Biomasse
  - Geothermie
  - Wasserkraft
  - Solar
  - Wind Offshore
  - Wind Onshore
  - Meer
  - Sonstige Erneuerbar

Die ENTSO-E Erzeugungstypen werden für die Berechnung der GGC Emissionsfaktoren genutzt und die Erzeugung nach Typ über die API bereitgestellt. Auf der Benutzeroberfläche werden zum besseren Verständnis einzelne Erzeugungstypen zusammengefasst. Diese Zusammenfassung, sowie eine detaillierte

Übersicht der vorgenommenen Zuordnung von Erzeugungstypen nach ENTSO-E und den verwendeten statistischen Quellen (Eurostat, AGEBA) kann Anhang A entnommen werden.

### 2.2.2 Skalierungsfaktoren für Deutschland-Luxemburg

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. Ein methodischer Ansatz, um diese auszugleichen, ist die Skalierung der Eingangsdaten.

Da der Fokus in der Methodenentwicklung ursprünglich auf dem deutschen Strommix lag, wurde die beschriebene Skalierung zunächst nur für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg erstellt. Grundsätzlich ist der methodische Ansatz auch auf andere europäische Länder ausrollbar, jedoch unterscheidet sich die Qualität der notwendigen Daten stark, sodass für jedes Land eine Einzelfallbetrachtung notwendig wäre.

In [24] wird der Abdeckungsgrad der gemeldeten Daten gezeigt, welcher für einige Erzeugungstypen nicht vollständig ist. Dies trifft vor allem auf Erdgas zu, welche teils auf Mess- und Fahrplanwerten sowie Hochrechnungen beruhen. Auch bei anderen Energieträgern treten Abweichungen zu statistischen Daten auf, wie bereits von Hirth et al. [26] festgestellt.

Um die systematische Abweichung der Stromerzeugung zu statistischen Daten methodisch abzubilden, werden für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg aus dem letzten verfügbaren Jahr sogenannte Skalierungsfaktoren gebildet. Das heißt, die Daten zur Nettostromerzeugung der ENTSO-E werden mit einem

### 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 (engl. autoproducer, AP) sind Industrieunternehmen, welche Strom und/oder Wärme für den Eigenbedarf produzieren und nicht verkaufen.

Daher 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 [25], ist es mit der zugrundeliegenden Datenbasis möglich die Eigenerzeugung aus Industriekraftwerken mithilfe der Skalierungsfaktoren zu exkludieren.

<sup>8</sup> Der Erzeugungstyp „Energy Storage“ wurde von der ENTSO-E in 2024 neu eingeführt. Da zum aktuelle Stand keine Meldung von

Daten für diesen Erzeugungstyp erfolgt, wird er in der aktuellen Berechnungsmethodik nicht berücksichtigt und bei Relevanzintegriert

erzeugungstypspezifischen Faktor auf die Werte aus den Eurostat-Energiebilanzen<sup>9</sup> 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 [18] 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 für Deutschland zeigt, dass die jährliche Bruttostromerzeugung in den 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 Unregelmäßigkeiten im Skalierungsfaktor auftreten, wird stattdessen auf die Jahressumme 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 Wasserkraft<sup>10</sup>. 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.

Für die Erzeugung der Kategorien „Sonstige“ und „Sonstige Erneuerbar“ findet keine Skalierung statt, da hier nicht ersichtlich ist, welche Erzeugungstypen gemeldet werden. Diese Vereinfachung lässt sich mit dem niedrigen Anteil dieser beiden Erzeugungstypen am Strommix in Deutschland-Luxemburg begründen.

## 2.3 Emissionsfaktoren

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

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. Dafür werden die durch die EU-Kommission bereitgestellten Emissionsfaktoren für Europa genutzt [16]. Diese weisen Emissionsfaktoren für Erzeugungstypen nach Eurostat SIEC Klassifikation aus.

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

<sup>9</sup> GEP\_MAPE und GEP\_MAPECHP (vgl. Abschnitt 2.3)

<sup>10</sup> 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 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.

Dabei werden sowohl betriebs-, bzw. verbrennungsbedingte Emissionsfaktoren als auch lebenszyklusbasierte Emissionsfaktoren, die die Vorkette berücksichtigen, bereitgestellt. Die betriebsbedingten Emissionsfaktoren beruhen auf der Datenbank des IPCC [27]. Die Umrechnung weiterer Treibhausgase erfolgt mithilfe der GWP100-Werte aus dem sechsten IPCC-Sachstandsbericht [28]. Zur Bereitstellung der Lebenszyklusemissionsfaktoren wird die Vorkette der Energieträger basierend auf der Datenbank ecoinvent (version 3.9.1., cut-off model) berücksichtigt. Die gewählten ecoinvent-Prozesse sind repräsentativ für die EU, beziehungsweise den europäischen Raum.

Aus den in [16] vorliegenden primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren lassen sich länderspezifische Emissionsfaktoren mithilfe der Eurostat Energiebilanzen [17] ableiten. Da die Eurostat Erzeugungstypen in detaillierter Aufschlüsselung vorliegen als ENTSO-E Erzeugungstypen, wird das in Anhang A gezeigte Matching angewandt. Bei Erzeugungstypen, für die mehrere Eurostat Erzeugungstypen vorliegen, wird der Emissionsfaktor mithilfe des nach der Stromerzeugung gewichteten Mittelwerts bestimmt. Die primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren beziehen sich auf den Energieinput des jeweiligen Erzeugungstyps. Um dies in Einklang mit der gewählten funktionellen Einheit zu bringen (vgl. Abschnitt 2.1), erfolgt eine Umrechnung mithilfe des Nutzungsgrades in strombezogene Emissionsfaktoren. Dies erfolgt über die in den Eurostat Energiebilanzen gemeldeten Energieinputs und -outputs.

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 ( $GEP\_MAPE^{11}$  und  $GEP\_MAPCHP^{12}$ ) durch den Brennstoffinput ( $TI\_EHG\_MAPE^{13}$  und  $TI\_EHG\_MAPCHP^{14}$ ) geteilt. Die Stromerzeugung wird hierbei mithilfe des Kraftwerkseigenverbrauchs errechnet durch AGEB Daten in Nettostromerzeugung umgerechnet. Dabei werden die deutschen Werte aufgrund mangelnder Datenquellen für alle europäischen Länder angenommen. Für die erneuerbaren Erzeugungstypen Solar, Wind-, Wasserkraft und Geothermie wird nach [29] ein Nutzungsgrad von 100% angenommen.

<sup>11</sup> GEP\_MAPE: gross electricity production main activity producer electricity only

<sup>12</sup> GEP\_MAPCHP: gross electricity production main activity producer electricity

## Einbezug von KWK-Erzeugung

Um den Kraftwerkspark besser abzubilden, wird zwischen Kraftwerken, die ausschließen 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, indem durch den Nutzungsgrad geteilt wird. Bei KWK-Anlagen 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 [19] bevorzugte Allokationsmethodik, die im Exkurs 2 beschriebene Effizienzmethodik. Hierbei wird der Allokationsfaktor mithilfe von Effizienzen für Referenzkraftwerke berechnet. Die Europäische Kommission veröffentlicht harmonisierte Wirkungsgrad-Referenzwerte für die Strom- und Wärmeerzeugung für einzelne Erzeugungstypen [22]. Die angewandten Referenzwerte sind in Anhang B aufgeführt. Mithilfe dieser Referenz-Effizienzen, dem Stromoutput ( $GEP\_MAPCHP$ ) und dem Wärmeoutput ( $GHP\_MAPCHP$ ) kann, wie in Exkurs 2 beschrieben, der Allokationsfaktor berechnet werden.

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 verbrennungsbedingten Emissionsfaktoren und die Emissionsfaktoren mit Vorkette angewandt.

<sup>13</sup> TI\_EHG\_MAPE\_E: transformation input electricity and heat generation main activity producers electricity only

<sup>14</sup> TI\_EHG\_MAPCHP: transformation input electricity and heat generation main activity producers combined heat and power

## 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.

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

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

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 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.

Für die Erzeugungstypen „Sonstige“ und „Sonstige Erneuerbar“ besteht die Herausforderung, dass keine Informationen zur Zusammensetzung dieses Erzeugungstypen bestehen und diese nach Gebotszonen variieren kann. Daher kann kein eindeutiger Emissionsfaktor zugeordnet werden. Als konservativer Ansatz wird der höchste Emissionsfaktor jeweils für die in einem Land vorkommenden erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Erzeugungstypen für „Sonstige“ und „Sonstige Erneuerbar“ angewandt.

### Berücksichtigung 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 C). Der Scope 3 Emissionsfaktor  $EMF_{S3}$  wird daher wie folgt berechnet:

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

Der Emissionsfaktor mit Vorkette, welcher sowohl die direkten Emissionen als auch die Vorkette enthält, 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 Vorkette 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) [20] 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 C 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 CO<sub>2</sub> 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 GGC 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 ursprünglich verwendeten Emissionsfaktoren für Deutschland vom UBA [29] für Biomasse beinhalten nur THG-Emissionen, welche für die Bereitstellung entstehen, sowie verbrennungsbedingte Emissionen von anderen Klimagasen außer CO<sub>2</sub>, wie beispielsweise Methan. Gleiches trifft auf die neuen Emissionsfaktoren zu [16, Box 1]. Die biogenen CO<sub>2</sub>-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 [30] alle CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bei der Verbrennung entstehen. Daraus lassen sich näherungsweise die biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen für Biomasse bestimmen, welche im Emissionsfaktor nicht erfasst sind. Werden die biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Verbrennung mit einbezogen, ergibt sich mit 978 g CO<sub>2</sub>-Äq. pro kWh ein deutlich höherer direkter Emissionsfaktor für den Erzeugungstyp Biomasse als der basierend auf [29] bestimmte direkte Emissionsfaktor in Höhe von 95 g CO<sub>2</sub>-Äq. pro kWh.

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

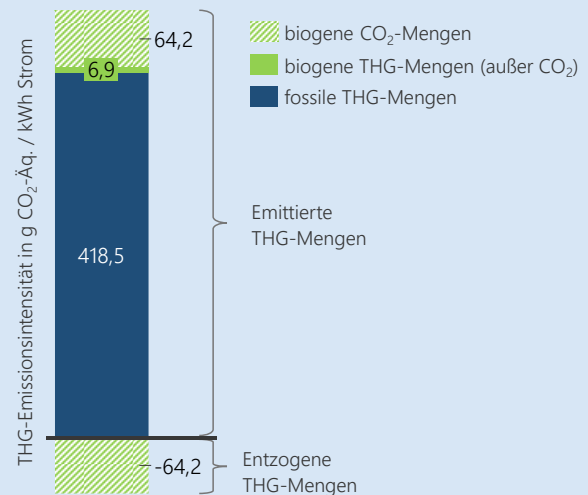


Abbildung 5: Darstellung des lastgewichteten Stromemissionsfaktors (Lebenszyklus) für Deutschland für 2021 aufgeteilt in emittierte und entzogene THG-Mengen<sup>15</sup>

Emissionen umfassen das bei der Verbrennung entstehende biogene CO<sub>2</sub> sowie weitere direkte THG-Emissionen außer CO<sub>2</sub>. Da das biogene CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> zurückzuführen, während andere verbrennungsbedingte THG-Emissionen einen geringen Anteil an der Emissionsintensität des Strommix haben. Dennoch werden biogene Emissionen im GGC zunächst nicht separat ausgewiesen, da die Datenbasis nur für eine Abschätzung, jedoch nicht für eine detaillierte Bilanzierung ausreicht. Zudem ist aufgrund der Aufnahme von CO<sub>2</sub> 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 GGC angestrebt.

<sup>15</sup> Berechnung basiert auf der in Version 1 beschriebenen Datenbasis und Methodik



## 2.4 Berücksichtigung der Stromimporte und -exporte für Verbrauchsmix

In der verbrauchsorientierten Emissionsbilanzierung wird der Stromhandel zwischen Ländern durch die Methodik des sogenannten „Flow-Tracing“ abgebildet. Die folgend beschriebene Methodik wird daher zu Bestimmung des Verbrauchsmix angewandt. 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 Europa (vgl. Anhang D). Die hier angewandte und im Folgenden skizzierte Methode basiert auf [14] und [15], 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 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 den Stromverbrauch bestimmt werden. Um basierend auf den so berechneten stündlichen THG-Emissionsfaktoren die absoluten Emissionen einer Gebotszone zu berechnen, wird die elektrische Last  $Load_{el}(reg)$  mit dem entsprechenden Emissionsfaktor multipliziert.

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. Dabei werden fehlende Werte wie unter Abschnitt 3.5 beschrieben berücksichtigt.

Neben dem Stromhandel nimmt im Kontext des GGC auch die Berücksichtigung von Speichern eine besondere Rolle ein. Aufgrund der beschränkten Datenverfügbarkeit für kleinere Speichersysteme werden im Rahmen des GGC 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. Es erfolgt jedoch keine zeitliche Verschiebung der Emissionen des Einspeicherungsprozesses in den Zeitpunkt des Verbrauchs.

1.3 Wenn zu einem Zeitpunkt in einer Hauptzone (vgl. Anhang D) Lastdaten oder mehr als ein grenzüberschreitender Stromfluss nicht vorliegen, wird das Flow Tracing nicht durchgeführt und somit für diese Gebotszone keine verbrauchsbasierte Emissionsintensität berechnet.

## 2.5 Ersatzwertbildung

Damit die bereitgestellten Daten zu CO<sub>2</sub>-Intensität und Anteil der Erneuerbaren in Use Cases integriert werden können, benötigt es eine durchgehende Datenbasis. Da regelmäßig Datenlücken bei Eingangsdaten zu Stromerzeugung auftreten, wird für die Gebotszonen Deutschland-Luxemburg und Belgien mithilfe von Ersatzwerten trotzdem eine vorläufige Bereitstellung von Daten sichergestellt, welche entsprechend gekennzeichnet ist. Als Ersatzwerte werden die vorliegenden Prognosewerte aus der bereits berechneten Vortagesprognose verwendet.

## 2.6 Sensitivitätsanalysen

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

### Skalierungsfaktoren

Die Skalierungsfaktoren skalieren die Stromerzeugung jedes Erzeugungstyps auf historische statistische Daten für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg (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.

### 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. [31–33]) gezeigt wurde. Je nach gewählter Allokationsmethode ergibt sich eine große Spannweite für den erzeugungstypspezifischen THG-Emissionsfaktor von Strom. Hier wirkt sich die Allokationsmethode nur auf die THG-Intensität von

Erzeugungstypen aus, für die KWK-Anlagen einen signifikanten Anteil der Stromerzeugung stellen. In Deutschland-Luxemburg beispielsweise macht KWK bei den Erzeugungstypen „Erdgas“ und „Biomasse“ 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 [19] zu gewährleisten.

### Stromimporte und -exporte

Die Berücksichtigung des Stromhandels findet wie unter Abschnitt 2.4 erläutert statt. In diesem Kontext wurde basierend auf der Relevanz der ENTSO-E Gebotszonen für die Emissionsintensität in den Gebotszonen Deutschland-Luxemburg und Belgien eine Hauptzone (vgl. Anhang D) definiert. Wenn zu einem Zeitpunkt in einer Gebotszone der Hauptzone Lastdaten oder mehr als ein grenzüberschreitender Stromfluss nicht vorliegen, wird für diese Gebotszone keine verbrauchsbasierte Emissionsintensität berechnet. Liegen ebenfalls keine Erzeugungsdaten vor, wird auch keine produktionsbasierte Emissionsintensität berechnet.

## 2.7 Annahmen und Limitationen

Allgemein gelten die in Abschnitt 2.1 beschriebenen Systemgrenzen. Die Emissionsfaktoren, die unter Anwendung dieser Methodik bereitgestellt werden, sind somit nur anwendbar für eine ortsbasierte Bilanzierung des Strombezugs.

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 erfolgt. Dies betrifft unter anderem die Daten zu Netzverlusten. 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 und Berechnung der 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 Eingangsdaten verrechnet. Beispielsweise wird für die Ermittlung der THG-Emissionsintensität die Stromerzeugung aus 2022 mit Skalierungsfaktoren und Emissionsfaktoren aus 2021 verschnitten, da noch keine Daten für das Jahr 2022 vorliegen. Wie in Abschnitt 2.88 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.

### **Emissionsfaktoren**

Da für die Erzeugungstypen „Kernenergie“ und „Meer“ kein Emissionsfaktor in [16] aufgeführt ist, wird hier auf den Wert aus dem IPCC-Bericht [21] zurückgegriffen. Für andere Erzeugungstypen der ENTSO-E („Sonstige“ und „Sonstige Erneuerbar“) kann kein eindeutiger Emissionsfaktor bereitgestellt werden. Daher wird der konservative Ansatz gewählt, dass jeweils der höchste Emissionsfaktor in einem Land diesen Typen zugewiesen wird. Dabei wird bei „Sonstige Erneuerbar“ der höchste Wert der innerhalb der Erneuerbaren Erzeugungstypen gewählt.

### **Skalierungsfaktoren für Deutschland-Luxemburg**

Für Gebotszonen abgesehen von Deutschland-Luxemburg wird ein vereinfachter Ansatz ohne Skalierung der Eingangsdaten verfolgt. Dafür wäre eine Einzelbetrachtung der in anderen Ländern gelieferten ENTSO-E und statistischen Daten notwendig. Gegebenenfalls müssten je nach Datenqualität bei Bedarf weitere Quellen hinzugezogen werden. Daher wird aufgrund des Transparenz-Kriteriums (s. Abschnitt 1.3.3) zunächst ein vereinfachter Ansatz verfolgt.

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.

Zudem besteht für weitere für den Erzeugungstypen, wie beispielsweise „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. Für Deutschland konnte ein 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-erneuerbaren Abfall besteht und erneuerbarer Abfall in Biomasse enthalten ist.

### **Zeitliche Auflösung von Daten**

Das Ziel, zeitlich hoch aufgelöste Daten zur Emissionsintensität des 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 06 diskutiert wird. Im GGC erfolgt die Allokation der Emissionen auf Strom und Wärme gemäß Effizienzmethode, welche im GHG Protocol [19] empfohlen wird. Dabei ist neben den Daten zur Strom- und Wärmeerzeugung die Annahme von Referenzwirkungsgraden notwendig (vgl. Abschnitt 2.3), auf Daten der EU-Kommission beruht. Dabei findet keine temperaturspezifische Anpassung statt.

In der ISO 14067:2018 [6] wird eine Unterteilung des THG-Fußabdrucks 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 GGC nicht separat ausgewiesen. Aus Transparenzgründen werden diese jedoch für ein historisches Jahr für Deutschland 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 GGC überprüft.

### **Stromhandel und -speicherung**

Der Ansatz zur Bilanzierung des Stromverbrauchs integriert Stromimport und -exporte mithilfe eines Flow Tracing-Ansatzes. Methodisch bedingt wird die THG-Intensität in Transit-Ländern mit relativ geringer Erzeugung im eigenen Land hauptsächlich durch die durchquerenden Stromflüsse bestimmt. Neben dem Stromhandel werden auch Speicher berücksichtigt. Diese sind aufgrund der beschränkten Datenverfügbarkeit für kleinere Speichersysteme jedoch zunächst auf Pumpspeicherkraftwerke begrenzt. Wenn eine Meldung der Stromspeicherung durch die ENTSO-E erfolgt, sollen diese in der Methodik berücksichtigt werden. Aktuell findet die Abbildung von Pumpspeicherkraftwerken nach dem Ansatz wie in Abschnitt 2.4 beschrieben statt. Aus Transparenzgründen wird keine zeitliche Verschiebung der Emissionen des Einspeicherungsprozesses in den Zeitpunkt des Verbrauchs berücksichtigt, da hierfür komplexere und schwer nachvollziehbare Modellierungsansätze notwendig wären.

## **2.8 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 können THG-Emissionsintensitäten für den Strommix je Gebotszone in stündlicher Auflösung und für den Jahresmix generiert und auf der GGC-Plattform [7] bereitgestellt werden. Wie auf der Plattform beschrieben, stehen die Ergebnisse den Nutzer:innen über eine automatisch maschinenlesbare Schnittstelle (API) oder per Download im csv-Format zur Verfügung. Auf der Benutzeroberfläche und beim Datenabruf 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 oder den gesamten Lebenszyklus - LC) auswählen.

Mögliche Use Cases für die bereitgestellten Emissionsfaktoren werden für potenzielle Nutzer:innen sowohl auf der Plattform als auch im White Paper [1] erläutert. Für die Use Cases sind jeweils verschiedene zeitliche Auflösungen 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 GGC-Plattform wird infolgedessen bei Nachlieferung von fehlenden Datenpunkten wiederholt durchgeführt. Die Berechnung der stündlichen THG-Intensität mit einem Zeitversatz von drei Stunden dient dabei vor allem der kurzfristigen Verfügbarkeit von Daten für das THG-Monitoring auf der Plattform.

### **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 Berücksichtigung der KWK-Erzeugung durch die Verrechnung im Emissionsfaktor, da eine separate Modellierung der Wärmeerzeugung für eine stündliche Betrachtung notwendig wäre. In diesem Fall wurde sich für einen einfachen Ansatz entschieden, da hierdurch die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Berechnungen als eine wichtige Prämisse sichergestellt wird.

# 3 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen des Projekts CO<sub>2</sub>-Monitor wurde von FfE und TenneT eine Methode zur Berechnung von zeitlich hoch aufgelösten THG-Emissionsfaktoren des deutschen Strommix entwickelt, welche im Rahmen der Harmonisierung mit dem 50Hertz Tool eco2grid angepasst und verbessert wurde. Die Daten sind auf der Plattform Green Grid Compass (GGC) frei zugänglich [7]. 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 für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg 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 von Skalierungsfaktoren 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 Berichtserstattung
  - höheren räumlichen Auflösung (Regionalisierung)
  - Prognose von Emissionsintensitäten

→ Integration von Zukunftsszenarien

Die Umsetzbarkeit dieser Ansätze hängt jedoch stark von der verfügbaren Datenbasis und Anwendbarkeit in Use Cases in der Praxis ab. Die unvollständige Datenbasis und fehlende Standardisierung stellen derzeit grundlegende Herausforderungen für das zeitlich aufgelöste CO<sub>2</sub>-Monitoring dar. Eine Standardisierung ist jedoch für viele Use Cases sinnvoll, um eine gewisse Vergleichbarkeit sicherzustellen. Die Veröffentlichung des GGCs 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.

## 4 Literatur

- [1] A. Neitz-Regett *et al.*, "CO<sub>2</sub>-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] 50Hertz, TenneT, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, *Green Grid Compass*. [Online]. Verfügbar unter: <http://greengrid-compass.eu/>.
- [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] M. Barrow *et al.*, "GHG Protocol: Technical Guidance for Calculating Scope 3 Emissions: Supplement to the Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting & Reporting Standard", World Resources Institute; World Business Council for Sustainable Development, 2013. [Online]. Verfügbar unter: [https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Scope3\\_Calculation\\_Guidance\\_0.pdf](https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Scope3_Calculation_Guidance_0.pdf).
- [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] 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.
- [15] F. Böing und A. Regett, "Hourly CO<sub>2</sub> 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.
- [16] European Commission und Joint Research Centre, "Covenant of Mayors for Climate and Energy: Greenhouse gas emission factors for local emission inventories", European Commission; Joint Research Centre, Luxembourg JRC136272. [Online]. Verfügbar unter: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/014585>.
- [17] Eurostat, *Eurostat: Komplette Energiebilanzen: Datencode NRG\_BAL\_C*. [Online]. Verfügbar unter: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/page/NRG\\_BAL\\_C\\_custom\\_7072008](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/page/NRG_BAL_C_custom_7072008) (Zugriff am: 24. August 2023).

- [18] 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](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/03/STRERZ22A11_Abg_0223.pdf) (Zugriff am: 24. August 2023).
- [19] 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.
- [20] Council of European Energy Regulators, "2nd CEER Report on Power Losses: Energy Quality of Supply Work Stream", Brüssel, 2020.
- [21] 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.
- [22] *Commission Delegated Regulation (EU) 2015/2402 of 12 October 2015*, 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02015R2402-20240101>
- [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](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] 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.
- [26] L. Hirth, J. Mühlentopf 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.
- [27] H. S. Eggleston, L. Buendia, K. Miwa, T. Ngara und K. Tanabe, *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme*. JAPAN: IGES, 2006. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol1.html>
- [28] Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R., *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, United Kingdom, New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>
- [29] 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.
- [30] 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](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/28_2023_cc_berichterstattung_unter_der_klimarahmenkonvention.pdf). Zugriff am: 30.11.2023.
- [31] H. Hertle *et al.*, "Die Nutzung von Exergieströmen in kommunalen Strom-Wärme-Systemen zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Neutralität von Kommunen bis zum Jahr 2050", 2014.
- [32] W. Mauch, R. Corradini, K. Wiesemeyer und M. Schwentzk, "Allokationsmethoden für spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen", Kraftwerke, 2010.
- [33] 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]).....	10
Abbildung 2:	Unterschied zwischen stündlichen und mittleren Emissionsfaktoren (inkl. Lebenszyklusperspektive) am Beispiel einer Sommerwoche .....	11
Abbildung 3:	Stündliche THG-Bilanz ausgewählter Branchen für eine beispielhafte Sommerwoche.....	12
Abbildung 4:	Überblick über die Methodik zur Berechnung der stündlichen THG-Intensität des Strommix .....	16
Abbildung 5:	Darstellung des lastgewichteten Stromemissionsfaktors (Lebenszyklus) für Deutschland für 2021 aufgeteilt in emittierte und entzogene THG-Mengen .....	24
Table 0-1:	Dokumentation der vorgenommenen Änderung im Methodenbericht .....	6
Tabelle 1:	Überblick über die drei wichtigsten Ziele und die dazugehörigen Kriterien .	13
Tabelle 2:	Übersicht über Sekundärdatenquellen zur Berechnung der THG-Intensität und Anteil Erneuerbare.....	18

# Anhang

Die folgenden Anhänge stellen detaillierte Informationen zu in der Methode berücksichtigter Eingangsdaten bereit, die über die Jahre hinweg konstant bleiben.

## A 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 GGC zugeordnet sind. Grau hinterlegte Zellen zeigen ein mögliches Matching, welches jedoch in der Berechnungsmethode keine Anwendung findet.

GGC	ENTSO-E [13]	Eurostat SIEC [16, 17]	EU-Kommission [22]	AGEB <sup>16</sup> [18]	IPCC [21]
<b>Nicht-Erneuerbar</b>					
<b>Bio-masse</b>	Biomass	R5110-5150_W6000RI, R5160, R5210P, R5220B, R5230P, R5230B, R5290, R5300, W6210	S4	Biomasse	Biomass - dedicated
<b>Abfall<sup>21</sup></b>	Waste	W6100, W6220	S6	Industrieabfall, Hausmüll	-
<b>Braun-kohle</b>	Fossil Brown coal/Lignite	C0210	S2	Braunkohle	-
<b>Stein-kohle</b>	Fossil Hard coal	C0110, C0121, C0129	S1	Steinkohle	Coal - PC
<b>Öl</b>	Fossil Oil	O4000XBIO	L7	Mineralöl	-
<b>Pump-spei-cher</b>	Hydro Pum-ped Storage	RA100	-	Pumpspeicher	Hydropower
<b>Erdgas</b>	Fossil Gas	G3000	G10	Erdgas	Gas - Combi-ned Cycle

<sup>16</sup> Für Erneuerbare Erzeugungstypen wird der Eigenverbrauch mit 0% angenommen. Bei fehlendem Eigenverbrauch werden für nicht-erneuerbare Kraftwerke 10% Eigenverbrauch angenommen.

<b>Kern-energie</b>	Nuclear	N900H	O15	Kernenergie	Nuclear
<b>Industrie-gase<sup>17</sup></b>	Fossil Coal-derived gas	C0350, C0371, C0379, C0360	G13	-	-
<b>Öl-schie-fer<sup>17</sup></b>	Fossil Oil Shale	S2000	O18	-	-
<b>Torf<sup>17</sup></b>	Fossil Peat	P1000	S3	-	-
<b>Sons-tige<sup>17</sup></b>	Other	-	O18	-	-
<b>Erneuerbar</b>					
<b>Ge-other-mie</b>	Geothermal	RA200	O17	Geothermie	Geothermal
<b>Wasser-kraft</b>	Hydro Run-of-river and poundage	RA100	-	Wasserkraft	Hydropower
	Hydro Water Reservoir	RA100	-	Wasserkraft	Hydropower
<b>Photo-voltaik</b>	Solar	RA420	O16	Photovoltaik	Solar PV - utility
<b>Wind Offs-hore</b>	Wind Offshore	RA320 (RA310 <sup>18</sup> )	-	Wind offshore	Wind offshore
<b>Wind Ons-hore</b>	Wind Onshore	RA310	-	Wind onshore	Wind onshore
<b>Meer</b>	Marine	RA500	-	-	Ocean
<b>Sons-tige Er-neuer-bare</b>	Other rene-wable	-	-	-	-

<sup>17</sup> Auf der Benutzeroberfläche werden diese Erzeugungstypen zur vereinfachten Darstellung „Sonstige Konventionelle“ zusammengefasst.

<sup>18</sup> Keine Differenzierung in [16]

## B Wirkungsgrad-Referenzwerte

Die EU-Kommission legte 2024 ein Update der harmonisierte Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme, welche für die Allokation nach Effizienzmethode herangezogen werden [22]. Die Werte sind für Kraftwerke ab 2016. Es findet keine länderspezifische Anpassung statt.

Erzeugungstyp	Strom Referenzwirkungsgrad in %	Wärme Referenzwirkungsgrad in %	Kategorie der Erzeugungstypen
<b>Biomasse</b>	37,0	86	S4
<b>Abfall</b>	25,0	80	G12
<b>Braunkohle</b>	41,8	86	S2
<b>Steinkohle</b>	44,2	88	S1
<b>Mineralöl</b>	44,2	85	L7
<b>Erdgas</b>	53,0	92	G10
<b>Kernkraft</b>	33,0	92	O15
<b>Photovoltaik</b>	30,0	92	O16
<b>Geothermal</b>	19,5	92	O17
<b>Ölschiefer</b>	30,0	92	O18
<b>Torf</b>	39,0	86	S3
<b>Industriegase</b>	41,8	80	G13

## C Netzverluste

Die Netzverluste beziehen sich auf das Jahr 2018 und ergeben sich aus CEER-Daten [20]. 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.

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

<sup>19</sup> Kein Wert vorhanden, daher Durchschnittswert (6,78 %) angewandt.

<sup>20</sup> Kein Wert für 2018 vorhanden, daher letzter historischer Wert angewandt.

## D Gebotszonen

Für die Berechnung wird eine Einteilung der Gebotszonen vorgenommen. Die Bezeichnung in Klammern ist die ENTSO-E Bezeichnung für die entsprechende Gebotszone. Folgende Gebotszonen sind berücksichtigt, wobei die **Hauptzonen** fett markiert sind:

- Deutschland-Luxemburg (**DE\_LU**)
- Belgien (**BE**)
- Österreich (**AT**)
- Bosnien und Herzegowina (BA)
- Bulgarien (BE)
- Schweiz (CH)
- Tschechien (**CZ**)
- Dänemark (**DK\_1, DK\_2**)
- Estland (EE)
- Spanien (**ES**)
- Finnland (FI)
- Frankreich (**FR**)
- Griechenland (GR)
- Kroatien (HR)
- Ungarn (HU)
- Italien (IT\_BRNN, IT\_CALA, IT\_CNOR, IT\_CSUD, **IT\_NORD**, IT\_ROSN, IT\_SARD, IT\_SICI, IT\_SUD)
- Litauen (LT)
- Lettland (LV)
- Montenegro (ME)
- Mazedonien (MK)
- Malta (MT)
- Niederlande (**NL**)
- Norwegen (NO\_1, **NO\_2**, NO\_3, NO\_4, NO\_5)
- Polen (PL)
- Portugal (PT)
- Rumänien (RO)
- Serbien (RS)
- Schweden (SE\_1, SE\_2, SE\_3, **SE\_4**)
- Slowenien (SI)
- Slowakei (SK)

