Amtsblatt
der Europäischen Union

DE
Reihe L

2025/2359

21.11.2025

DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2025/2359 DER KOMMISSION

vom 8. Juli 2025

zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung einer Methode zur Bewertung der Einsparungen an Treibhausgasemissionen durch kohlenstoffarme Brennstoffe

(Text von Bedeutung für den EWR)

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union,

gestützt auf die Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG ([1]), insbesondere auf Artikel 9 Absatz 5,

in Erwägung nachstehender Gründe:

(1) Bei der Methode für die Anrechnung der Treibhausgasemissionen kohlenstoffarmer Brennstoffe sollten die Emissionen über den gesamten Lebenszyklus und die indirekten Emissionen durch Änderung der Nutzung von Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot (rigid inputs), die für die Erzeugung kohlenstoffarmer Brennstoffe bestimmt sind, sowie die vorgelagerten Methanemissionen und die tatsächlichen CO_2-Abscheidungsraten berücksichtigt werden. Um die Kohärenz der in dieser Verordnung festgelegten Methode mit der Methode zur Bewertung der Treibhausgaseinsparungen durch erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe sicherzustellen, sollten für die Bewertung der Treibhausgaseinsparungen ähnliche Ansätze wie in der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission ([2]) angewandt werden.

(2) Die in der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 festgelegte Methode gilt für die Bestimmung der Einsparungen an Treibhausgasemissionen durch erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe, bei denen es sich um eine Unterkategorie kohlenstoffarmer Brennstoffe handelt. Daher sollten wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe vom Anwendungsbereich der in der vorliegenden Verordnung festgelegten Methode ausgenommen werden.

(3) Der in der Richtlinie (EU) 2024/1788 festgelegte Zertifizierungsrahmen für kohlenstoffarme Brennstoffe steht vollständig im Einklang mit dem in der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates ([3]) festgelegten Zertifizierungsrahmen für erneuerbare Brenn- und Kraftstoffe. Dementsprechend sollten Rohstoffe, die für die Erzeugung kohlenstoffarmer Brennstoffe verwendet werden, sowie die kohlenstoffarmen Brennstoffe selbst über die Unionsdatenbank genauso zurückverfolgt werden wie Rohstoffe, die für die Erzeugung erneuerbarer Brenn- und Kraftstoffe verwendet werden, sowie die erneuerbaren Brenn- und Kraftstoffe selbst. Daher ist es in Bezug auf den Wert der vorgelagerten Methanemissionen angezeigt, zwischen einzelnen Brenn- und Rohstoffchargen auf der Grundlage des Methanleistungsprofils des Lieferanten zu unterscheiden, der den zur Erzeugung des kohlenstoffarmen Brennstoffs verwendeten Brennstoff liefert.

(4) Das Treibhauspotenzial von Wasserstoff wurde noch nicht mit dem Genauigkeitsgrad bestimmt, der für die Methode zur Berechnung der Treibhausgasemissionen erforderlich ist. Daher sollten die relevanten Werte für das Treibhauspotenzial von Wasserstoff ergänzt werden, sobald ausreichend ausgereifte wissenschaftlichen Erkenntnisse vorliegen, die in den Methoden für die Anrechnung von Treibhausgasemissionen sowohl für kohlenstoffarme Brennstoffe als auch für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs zur Messung der Auswirkungen des Austritts von Wasserstoff über die gesamte Lieferkette herangezogen werden können.

([1]) ABl. L, 2024/1788, 15.7.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1788/oj.

([2]) Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe (ABl. L 157 vom 20.6.2023, S. 20, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1185/oj).

([3]) Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj).

(5) Bei der Methode sollte die Abscheidung und Speicherung von Emissionen als Emissionsreduktion anerkannt werden, sofern diese dauerhaft in einer geologischen Speicherstätte gespeichert werden, auch wenn Emissionen, die in Drittländern entstehen, außerhalb der Union gespeichert werden, solange das geltende nationale Recht die Erkennung und Beseitigung von Leckagen im Einklang mit den in der EU geltenden Rechtsvorschriften sicherstellt und Leckagen berücksichtigt werden, damit sie nicht als Reduktionen gutgeschrieben werden. In geologischen Speicherstätten, in denen wiederholt Leckagen auftreten, sollte keine Einspeicherung zugelassen werden. Derzeit wird die Abgabe von Zertifikaten im Rahmen des EU-EHS nur für Emissionen vermieden, die in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte gespeichert sind. Bei der CO_2-Abscheidung und -Speicherung gibt es Möglichkeiten zur grenzüberschreitenden Zusammenarbeit. Ob die Speicherung von Emissionen des EU-EHS in Speicherstätten in Drittländern künftig ohne ein damit verbundenes Emissionshandelssystem anerkannt werden könnte, würde davon abhängen, dass gleichwertige Bedingungen zur Gewährleistung einer dauerhaft sicheren und umweltverträglichen geologischen Speicherung von abgeschiedenem CO_2 gegeben sind, sofern die Speicherung nicht zur Steigerung der Ausbeute von Kohlenwasserstoffen genutzt wird und dies zu einer Gesamtreduktion der Emissionen führt.

(6) Um die Kohärenz dieser Methode mit der in der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 festgelegten Methode für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe zu gewährleisten, ist es angezeigt, Vorschriften festzulegen, mit denen sichergestellt wird, dass die Emissionsintensität von kohlenstoffarmem Wasserstoff und die Emissionsintensität von in einem Elektrolyseur erzeugtem erneuerbarem Wasserstoff im selben Zeitraum stets gleich und die gemeldeten Energieanteile kohärent sind.

(7) Die Umsetzung des europäischen Grünen Deals erfordert eine rasche Umstellung, weg von der Nutzung fossiler Brennstoffe für die Stromerzeugung. Sowohl erneuerbarer als auch kohlenstoffarmer Wasserstoff wird zur Energiewende beitragen. Die für sie jeweils geltenden Methoden sollten, auch wenn sie auf unterschiedlichen Rechtsgrundlagen beruhen, kohärent sein und sowohl den technischen Besonderheiten als auch der wirtschaftlichen Effizienz Rechnung tragen. Die Kommission sollte so bald wie möglich die potenzielle Einführung alternativer Ansätze für die Anerkennung von CO_2-armem Strom aus Kernkraftwerken auf der Grundlage angemessener Kriterien bewerten. Bis zum 30. Juni 2026 sollte die Kommission eine öffentliche Konsultation zu einem Entwurf einer Methode einleiten, in der diese Kriterien dargelegt werden. Darüber hinaus sollte die Kommission die Auswirkungen und Folgen der Beurteilung der Treibhausgasemissionsintensität von Strom anhand von Mittelwerten bewerten. Bei diesen Bewertungen müssen die Gesamtauswirkungen solcher Ansätze auf das Energiesystem (auch im Hinblick auf seine wirtschaftliche Effizienz und die Fertigstellung von Verbindungsleitungen), das Emissionsreduktionspotenzial, die Bedeutung der Aufrechterhaltung fairer Wettbewerbsbedingungen im Hinblick auf vollständig erneuerbaren Strom im Sinne der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission [4] und die Notwendigkeit zum Schutz bestehender Projekte berücksichtigt werden —

HAT FOLGENDE VERORDNUNG ERLASSEN:

Artikel 1

In dieser Verordnung wird die Methode zur Berechnung der Treibhausgaseinsparungen durch kohlenstoffarme Brennstoffe mit Ausnahme wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe festgelegt.

Artikel 2

Die Treibhausgaseinsparungen durch kohlenstoffarme Brennstoffe mit Ausnahme wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe werden nach der im Anhang dargelegten Methode berechnet.

[4] Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung erneuerbarer Kraft- oder Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs (ABl. L 157 vom 20.6.2023, S. 11, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj).

Artikel 3

Überwachung und Überprüfung

Die Kommission bewertet bis zum 1. Juli 2028 die Auswirkungen der Einführung alternativer Wege, insbesondere zur Berücksichtigung von CO_2-armem Strom aus Kernkraftwerken auf der Grundlage geeigneter Kriterien, sowie von Ansätzen zur Berücksichtigung der Treibhausgasemissionsintensität von Strom auf der Grundlage von Mittelwerten. Bei dieser Bewertung sollten die Auswirkungen der Nutzung solcher Wege auf das Energiesystem und die Emissionseinsparungen sowie die Notwendigkeit berücksichtigt werden, faire Wettbewerbsbedingungen im Hinblick auf die Beschaffung von vollständig erneuerbarem Strom aufrechtzuerhalten. Bei der Bewertung von Änderungen der Kriterien wird die Kommission prüfen, ob bestehende Projekte geschützt werden müssen.

Artikel 4

Diese Verordnung tritt am zwanzigsten Tag nach ihrer Veröffentlichung im *Amtsblatt der Europäischen Union* in Kraft.

Diese Verordnung ist in allen ihren Teilen verbindlich und gilt unmittelbar in jedem Mitgliedstaat.

Brüssel, den 8. Juli 2025

Für die Kommission
Die Präsidentin
Ursula VON DER LEYEN

ANHANG

Methode zur Bestimmung der Treibhausgaseinsparungen durch kohlenstoffarme Brennstoffe mit Ausnahme wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe

A. METHODE

1. Die bei der Erzeugung und Nutzung kohlenstoffarmer Brennstoffe mit Ausnahme wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe entstehenden Treibhausgasemissionen werden wie folgt berechnet:

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs} - e_{ccu}$$

Dabei gilt:

E = Gesamtemissionen aus der Nutzung des Brennstoffs (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff);

e_i = $e_{i\ elastic} + e_{i\ rigid} - e_{ex\text{-}use}$: Emissionen aus der Versorgung mit Einsatzstoffen („inputs“) (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff);

$e_{i\ elastic}$ = Emissionen aus Einsatzstoffen mit elastischem Angebot („elastic inputs“) (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff);

$e_{i\ rigid}$ = Emissionen aus Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot („rigid inputs“) (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff);

$e_{ex\text{-}use}$ = Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung der Einsatzstoffe (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff);

e_p = Emissionen aus der Verarbeitung (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff);

e_{td} = Emissionen aus Transport und Verteilung (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff);

e_u = Emissionen aus der Verbrennung des Brennstoffs bei der Endnutzung (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff);

e_{ccs} = Netto-Emissionseinsparungen durch CO_2-Abscheidung und -Speicherung (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff);

e_{ccu} = Netto-Emissionseinsparungen durch CO_2-Abscheidung und dauerhafte chemische Bindung von CO_2 in langlebigen Erzeugnissen (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff).

Die mit der Herstellung der Anlagen und Ausrüstungen verbundenen Emissionen werden nicht berücksichtigt.

Die Treibhausgasintensität kohlenstoffarmer Brennstoffe wird bestimmt, indem die Gesamtemissionen des Verfahrens unter Berücksichtigung jedes Bestandteils der Formel durch die Gesamtmenge des aus dem Verfahren resultierenden Brennstoffs geteilt werden, und wird in Gramm CO_2-Äquivalent je MJ Brennstoff (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff) ausgedrückt. Bei Brennstoffen, die aus einer Mischung aus kohlenstoffarmen Brennstoffen und anderen Brennstoffen bestehen, wird angenommen, dass alle Arten von Brennstoffen dieselbe Emissionsintensität aufweisen. Eine Ausnahme von dieser Regel findet bei der gemeinsamen Verarbeitung Anwendung, wenn kohlenstoffarme Brennstoffe, erneuerbare Brenn- bzw. Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs, Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe einen als relevanten Einsatzstoff verwendeten konventionellen fossilen Brennstoff in einem Verfahren teilweise ersetzen.

In diesem Fall wird bei der Berechnung der Treibhausgasintensität auf der Grundlage des Energiegehalts der relevanten Energieeinsatzstoffe proportional unterschieden zwischen

— dem Teil des Verfahrens, in dem der als Einsatzstoff verwendete fossile Brennstoff sowie Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe eingesetzt werden, und

— dem Teil des Verfahrens, in dem kohlenstoffarme Brennstoffe und erneuerbare Brenn- bzw. Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs eingesetzt werden, soweit die Teile des Verfahrens ansonsten identisch sind.

Bei mehr als einem relevanten Energieeinsatzstoff im Verfahren werden die beiden Verfahrensteile auf der Grundlage des Anteils des Einsatzstoffs abgegrenzt, der als kohlenstoffarme Brennstoffe oder erneuerbarer Brenn- bzw. Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs gilt und den größten Anteil des als Einsatzstoff verwendeten konventionellen fossilen Brennstoffs ersetzt ([1]).

([1]) Dieser Anteil wird durch einen Vergleich innerhalb derselben Einsatzstoffart ermittelt, z. B. durch einen Vergleich des Anteils von kohlenstoffarmem Wasserstoff mit dem gesamten im Verfahren verwendeten Wasserstoff.

In dem Verfahren verwendete Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe werden bei der Berechnung der Emissionsintensität nur dann berücksichtigt, wenn sie als nicht relevanter Energieeinsatzstoff verwendet werden, wenn sie im Rahmen des oben beschriebenen abgegrenzten Verfahrensteils verwendet werden ([2]) oder wenn das für das Verfahren verwendete Einsatzmaterial bereits von Anfang an einen biogenen Anteil enthält, wie im Falle gemischter Siedlungsabfälle. Die Emissionsintensität von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen wird gemäß Artikel 31 der Richtlinie (EU) 2018/2001 bestimmt.

Die Treibhausgasintensität kohlenstoffarmer Brennstoffe kann als Durchschnitt für die gesamte Brennstofferzeugung während eines Zeitraums von bis zu einem Kalendermonat berechnet werden ([3]). Wird jedoch Strom, der nach der in Artikel 27 Absatz 6 der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Methode in vollem Umfang als aus erneuerbaren Quellen erzeugter Strom angerechnet wird, als Einsatzstoff zur Erzeugung von Wasserstoff in einem Elektrolyseur verwendet, so muss das Zeitintervall den Anforderungen an die zeitliche Korrelation entsprechen, sofern spezifische Anforderungen an die zeitliche Korrelation vorhanden sind. Die für einzelne Zeitintervalle berechneten Werte der Treibhausgasintensität können verwendet werden, um eine durchschnittliche Treibhausgasintensität für einen Zeitraum von bis zu einem Monat zu berechnen, sofern die für jeden Zeitraum berechneten Einzelwerte den Mindestschwellenwert für Einsparungen von 70 % erreichen.

2. Die mit kohlenstoffarmen Brennstoffen mit Ausnahme wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe erzielten Treibhausgasemissionen werden wie folgt berechnet:

$$\text{Einsparungen} = (E_F - E) / E_F$$

Dabei gilt:

E = Gesamtemissionen bei der Verwendung des Brennstoffs;

E_F = Gesamtemissionen aus der Anwendung des Komparators für den Vergleich mit fossilen Brennstoffen.

Bei allen kohlenstoffarmen Brennstoffen müssen die Gesamtemissionen aus der Anwendung des Komparators für den Vergleich mit fossilen Brennstoffen dem in der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 festgelegten Wert des Komparators für den Vergleich erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs mit fossilen Brennstoffen entsprechen.

3. Besteht der Output eines Verfahrens nicht vollständig aus kohlenstoffarmen Brennstoffen mit Ausnahme wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe, so wird der Anteil der kohlenstoffarmen Brennstoffe mit Ausnahme wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe bestimmt, indem die entsprechenden relevanten Energieeinsatzstoffe des Verfahrens durch die gesamten relevanten Energieeinsatzstoffe des Verfahrens geteilt werden ([4]).

Bei Materialeinsatzstoffen ist die relevante Energie der untere Heizwert des in die Molekularstruktur des Brennstoffs eingehenden Materials ([5]).

Bei Strom, der zur Erhöhung des Heizwerts des Brennstoffs oder der Zwischenerzeugnisse eingesetzt wird, ist die relevante Energie die elektrische Energie.

Bei Industrieabgasen ist die relevante Energie die Energie im Abgas auf der Grundlage des unteren Heizwerts. Bei Wärme, die zur Erhöhung des Heizwerts des Brennstoffs oder Zwischenerzeugnisses eingesetzt wird, ist die relevante Energie die nutzbare Energie in der Wärme, die zur Synthese des Brennstoffs genutzt wird. Nutzwärme ist die mit dem Carnot'schen Wirkungsgrad multiplizierte Gesamtwärmeenergie gemäß Anhang V Teil C Nummer 1 Buchstabe b der Richtlinie (EU) 2018/2001. Andere Einsatzstoffe werden nur bei der Bestimmung der Emissionsintensität des Brennstoffs berücksichtigt.

([2]) Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe können Teil des abgegrenzten Verfahrens sein, wenn sie einen anderen Einsatzstoff als den als Einsatzstoff verwendeten konventionellen Brennstoff ersetzen, dessen größter Anteil durch kohlenstoffarme Brennstoffe und erneuerbare Brenn- bzw. Kraftstoffe ersetzt wird.

([3]) Werden sowohl erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs als auch kohlenstoffarme Brennstoffe in derselben Anlage hergestellt, so muss der gemäß der Verordnung (EU) 2023/1185 und der nach der vorliegenden Methode gewählte Zeitraum derselbe sein.

([4]) Wird ein Brennstoff in mehreren sich aneinander anschließenden Verfahren erzeugt, so wird der Anteil für jedes Verfahren bestimmt, es sei denn, es ist gängige industrielle Praxis, die Verfahren technisch und geografisch zu integrieren.

([5]) Bei wasserhaltigen Materialeinsatzstoffen wird als unterer Heizwert der untere Heizwert des trockenen Teils des Materialeinsatzstoffes verwendet (d. h., die für die Verdampfung des Wassers erforderliche Energie wird nicht berücksichtigt). Erneuerbare flüssige oder gasförmige Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, die als Zwischenerzeugnisse für die Erzeugung von konventionellen Brennstoffen und Biokraftstoffen genutzt werden, werden nicht berücksichtigt.

4. Bei der Bestimmung der Emissionen aus der Versorgung mit Einsatzstoffen e_i ist zwischen Einsatzstoffen mit elastischem Angebot und solchen mit unelastischem Angebot zu unterscheiden. Einsatzstoffe mit unelastischem Angebot sind Einsatzstoffe, deren Angebot nicht erhöht werden kann, um eine zusätzliche Nachfrage zu decken. Alle Einsatzstoffe, die als Kohlenstoffquelle für die Erzeugung wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe gelten, sind somit Einsatzstoffe mit unelastischem Angebot, ebenso wie Outputs, die zu einem festen Anteil in einem integrierten Verfahren erzeugt werden ([6]) und weniger als 10 % des wirtschaftlichen Werts des Outputs ausmachen. Entfallen auf den Output mindestens 10 % des wirtschaftlichen Werts, so gilt er als Einsatzstoff mit elastischem Angebot. Einsatzstoffe mit elastischem Angebot sind grundsätzlich Einsatzstoffe, deren Angebot erhöht werden kann, um eine zusätzliche Nachfrage zu decken. In diese Kategorie fallen Erdölerzeugnisse aus Raffinerien, da Raffinerien das Verhältnis ihrer Erzeugnisse ändern können. Emissionen aus Energiezufuhr und Materialeinsatzstoffen bei Vorgängen zur CO_2-Abscheidung und -Speicherung (CCS) (z. B. aus der Brennstoffverbrennung, aus der Wärme- und Stromnutzung sowie aus Materialien und Chemikalien) werden auf der Grundlage des unter den Nummern 5 bis 11 dargelegten Ansatzes für Verfahrenseinsatzstoffe berechnet.

5. Bei Strom, der gemäß Artikel 27 Absatz 6 Unterabsätze 2 und 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 in vollem Umfang als aus erneuerbaren Quellen erzeugter Strom angerechnet werden kann, wird angenommen, dass die Treibhausgasemissionen null betragen.

6. In jedem Kalenderjahr wird eine der vier nachfolgend aufgeführten alternativen Methoden angewandt, um dem Strom, der gemäß Artikel 27 Absatz 6 Unterabsätze 2 und 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 nicht als in vollem Umfang erneuerbar gelten kann und zur Herstellung kohlenstoffarmer Brennstoffe verwendet wird, Treibhausgasemissionswerte zuzuordnen:

   a) Die Werte der Treibhausgasemissionen werden auf der Grundlage von Jahresmittelwerten gemäß Teil C dieses Anhangs zugeordnet;

   b) die Treibhausgasemissionswerte werden auf der Grundlage des Stundenmittelwerts der Treibhausgasemissionen des Strommixes zum Zeitpunkt der Erzeugung der kohlenstoffarmen Brennstoffe in der Gebotszone zugeordnet, der von den Übertragungsnetzbetreibern für den Day-Ahead-Markt für die Gebotszone der Erzeugung des kohlenstoffarmen Brennstoffs zwei Stunden vor dem Schlusszeitpunkt des Day-Ahead-Markts prognostiziert wurde. Soweit verfügbar, wird zu diesem Zweck eine harmonisierte Methode angewandt. Bis zur Festlegung einer harmonisierten Methode muss die Methode von der zuständigen Behörde genehmigt worden sein;

   c) die Werte der Treibhausgasemissionen werden in Abhängigkeit von der Anzahl der Volllaststunden zugeordnet, in denen die Anlage zur Erzeugung kohlenstoffarmer Brennstoffe in Betrieb ist. Wenn die Zahl der Volllaststunden im letzten Kalenderjahr, für das zuverlässige Daten verfügbar sind, gleich oder niedriger war als die Zahl der Stunden, in denen der Grenzpreis für Strom von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom oder von Kernkraftwerken bestimmt wurde, wird dem Netzstrom, der im Verfahren zur Erzeugung kohlenstoffarmer Brennstoffe genutzt wird, ein Treibhausgasemissionswert von 0 g CO_2-Äq/MJ zugeordnet. Ist die Zahl der Volllaststunden höher, so wird dem Netzstrom, der im Verfahren zur Erzeugung kohlenstoffarmer Brennstoffe genutzt wird, ein Treibhausgasemissionswert von 183 g CO_2-Äq/MJ zugeordnet;

   d) die Treibhausgasemissionswerte werden als Stundenmittelwerte auf der Grundlage des Treibhausgasemissionswerts der den Clearingpreis für Strom bestimmenden marginalen Technologie in einer bestimmten Marktzeiteinheit zum Zeitpunkt der Erzeugung der kohlenstoffarmen Brennstoffe in der Gebotszone berechnet. Diese Option kann nur angewendet werden, sofern der nationale Übertragungsnetzbetreiber diesen Wert veröffentlicht hat.

   Bei Anwendung der unter Buchstabe c dargelegten Methode wird die Methode auf den gesamten Strom angewandt, der zur Erzeugung kohlenstoffarmer Brennstoffe verwendet wird, einschließlich Strom, der gemäß Artikel 27 Absatz 6 Unterabsätze 2 und 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 in vollem Umfang als erneuerbar angerechnet werden kann.

([6]) Zu den integrierten Verfahren gehören Verfahren, die
— in demselben Industriekomplex durchgeführt werden und
— Wärme oder andere schwierig zu transportierende Outputs eines der Verfahren wiederverwenden.

7. Die Treibhausgasmissionen (THG-Emissionen) von Einsatzstoffen mit elastischem Angebot, die in einem integrierten Verfahren erzeugt werden, werden auf der Grundlage der Daten des tatsächlichen Erzeugungsverfahrens dieser Einsatzstoffe bestimmt. Dazu zählen alle Emissionen, die durch die Erzeugung dieser Einsatzstoffe über die gesamte Lieferkette hinweg entstehen (einschließlich der Emissionen aus der Gewinnung der für die Erzeugung, die Verarbeitung und den Transport des Einsatzstoffes erforderlichen Primärenergie). Emissionen, die aufgrund des Kohlenstoffgehalts des Brennstoff-Einsatzstoffes bei der Verbrennung entstehen, werden nicht berücksichtigt ([7]).

THG-Emissionen aus Einsatzstoffen mit elastischem Angebot, die nicht in einem integrierten Verfahren gewonnen werden, werden auf der Grundlage der Werte aus Teil B dieses Anhangs bestimmt. Ist der Einsatzstoff nicht in der Liste enthalten, können Informationen über die Emissionsintensität aus der neuesten Fassung des JEC-WTW-Berichts, der ECOINVENT-Datenbank sowie von offiziellen Quellen wie IPCC, IEA oder der Regierung, anderen überprüften Quellen wie der E3-Datenbank und der Datenbank des Globalen Emissionsmodells integrierter Systeme (GEMIS) sowie von Sachverständigen geprüfte Veröffentlichungen genutzt werden.

Die Methanintensität der Erzeugung fossiler Einsatzstoffe mit elastischem Angebot wird auf folgender Grundlage berechnet:

a) Sie wird berechnet als Summe der Methanintensität der Erzeugung der Einsatzstoffe und des Transports der Einsatzstoffe.

b) Die Methanintensität der Erzeugung fossiler Einsatzstoffe mit elastischem Angebot wird für in der Union erzeugte Einsatzstoffe auf der Grundlage der von den Erzeugern in der Union gemäß Artikel 12 der Verordnung (EU) 2024/1787 des Europäischen Parlaments und des Rates ([8]) gemeldeten Methanemissionen berechnet und für Einsatzstoffe, die in die Union eingeführt oder für die Herstellung kohlenstoffarmer Brennstoffe außerhalb der Union verwendet werden, auf der Grundlage der von den Importeuren gemäß Artikel 28 Absätze 1, 2 und 5 der Verordnung (EU) 2024/1787 vorgelegten Informationen über die Methanemissionen ([9]).

c) Die Methanintensität des Transports fossiler Einsatzstoffe mit elastischem Angebot wird für in der Union erzeugte Einsatzstoffe auf der Grundlage der von Erzeugern und Anlagenbetreibern in der Union gemäß Artikel 12 der Verordnung (EU) 2024/1787 gemeldeten Methanemissionen berechnet und für Einsatzstoffe, die in die Union eingeführt oder für kohlenstoffarme Brennstoffe außerhalb der Union verwendet werden, auf der Grundlage der Werte zur Schätzung der Methanemissionen im Zusammenhang mit dem Transport von Rohöl, Erdgas und Kohle aus Drittländern, die gemäß Artikel 30 Nummer 2 Buchstabe d Ziffer ii der Verordnung (EU) 2024/1787 in der Methan-Transparenzdatenbank veröffentlicht werden, ergänzt durch einschlägige Informationen zu den Methanemissionen, die von Anlagenbetreibern gemäß Artikel 12 der Verordnung (EU) 2024/1787 und von Importeuren gemäß Artikel 27 Absatz 1, Artikel 28 Absätze 1, 2 und 5 sowie Anhang IX der Verordnung (EU) 2024/1787 vorgelegt werden.

Kann die Methanintensität jedoch aufgrund mangelnder Daten nicht berechnet werden oder erhöht der Einsatzstoff nicht den Heizwert des kohlenstoffarmen Brennstoffs, kann die Methanintensität der fossilen Einsatzstoffe mit elastischem Angebot als relevanter Wert für die vorgelagerten Methanemissionen je Einheit der in Teil B dieses Anhangs aufgeführten Brennstoffe herangezogen werden.

8. Der Lieferant eines Einsatzstoffes mit elastischem Angebot, dessen Werte nicht aus Teil B dieses Anhangs entnommen werden, berechnet die Emissionsintensität ([10]) des Einsatzstoffes nach den in diesem Anhang beschriebenen Verfahren und leitet den Wert an den nächsten Erzeugungsschritt oder an den Enderzeuger des Brennstoffs weiter. Dies gilt auch für die Lieferanten von Einsatzstoffen aus weiter vorgelagerten Teilen der Lieferkette.

([7]) Wird die CO_2-Intensität Teil B dieses Anhangs entnommen, werden die Emissionen aus der Verbrennung nicht berücksichtigt. Der Grund dafür ist, dass Emissionen aus der Verbrennung bei der Verarbeitung oder bei den Emissionen aus der Verbrennung des Enderzeugnisses angerechnet werden.

([8]) Verordnung (EU) 2024/1787 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942 (ABl. L, 2024/1787, 15.7.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj).

([9]) Die gemeldeten Werte werden nach der von der Kommission gemäß Artikel 29 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2024/1787 festgelegten Methode berechnet. Bis zu dem Zeitpunkt, an dem diese Methode festgelegt ist, können gegebenenfalls andere wissenschaftliche Methoden, z. B. die OGMP-2.0-Methode, angewandt werden.

([10]) Im Einklang mit Nummer 6 umfasst die Emissionsintensität nicht die mit dem Kohlenstoffgehalt des gelieferten Einsatzstoffes verbundenen Emissionen.

9. Emissionen aus Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot ($e_{i\ rigid}$) umfassen die Emissionen, die sich durch die Änderung der Nutzung dieser Einsatzstoffe gegenüber einer früheren oder alternativen Nutzung ergeben. Bei diesen Emissionen werden die entgangene Erzeugung von Strom, Wärme oder Erzeugnissen, die zuvor mithilfe des Einsatzstoffes erzeugt wurden, sowie alle Emissionen infolge einer zusätzlichen Behandlung des Einsatzstoffes und des Transports berücksichtigt. Dabei gelten folgende Regeln:

   a) Emissionen, die der Versorgung mit Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot zugeordnet werden, werden ermittelt, indem die entgangene Erzeugung von Strom, Wärme oder sonstigen Erzeugnissen mit dem entsprechenden Emissionsfaktor multipliziert wird. Bei entgangener Stromerzeugung sind die Emissionsfaktoren für die Netzstromerzeugung in dem Land zu berücksichtigen, in dem die Nutzungsänderung stattgefunden hat, und nach der Methode gemäß den Nummern 5 oder 6 zu ermitteln ([11]). Bei einer Änderung der Nutzung von Material werden die dem Ersatzmaterial zuzuordnenden Emissionen wie für Materialeinsatzstoffe berechnet. In den ersten 20 Jahren nach Beginn der Erzeugung kohlenstoffarmer Brennstoffe wird die entgangene Erzeugung von Strom, Wärme und Material auf der Grundlage der durchschnittlichen Menge an Strom und Wärme bestimmt, die in den letzten drei Jahren vor dem Beginn der Erzeugung kohlenstoffarmer Brennstoffe mithilfe des Einsatzstoffes mit unelastischem Angebot erzeugt wurde. Nach einer Erzeugungszeit von 20 Jahren wird die entgangene Erzeugung von Strom, Wärme oder anderen Erzeugnissen auf der Grundlage der Mindestvorgaben für die Energieeffizienz bestimmt, die in den einschlägigen Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Technologien (BVT) enthalten sind. Ist das Verfahren nicht Gegenstand einer BVT-Schlussfolgerung, so muss die Schätzung der Erzeugungsverluste auf einem vergleichbaren Verfahren auf der Grundlage des neuesten Stands der Technik beruhen.

   b) Bei Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot, bei denen es sich um Zwischenströme in Industrieverfahren handelt, wie Kokereigas, Hochofengas in einem Stahlwerk oder Raffineriegas in einer Ölraffinerie, werden die durch die Nutzungsänderung von Einsatzstoffen bedingten Emissionen anhand von Simulationen des Anlagenbetriebs vor und nach der Änderung bestimmt, wenn die Auswirkungen der Nutzungsänderung zugunsten der Brennstofferzeugung nicht direkt gemessen werden können. Hat die Änderung der Anlage bei einigen Erzeugnissen zu einer Verringerung des Outputs geführt, so umfassen die Emissionen, die dem Einsatzstoff mit unelastischem Angebot zugeordnet werden, auch die Emissionen, die sich durch den Ersatz der entgangenen Erzeugung ergeben.

   c) Werden bei dem Verfahren Einsatzstoffe mit unelastischem Angebot aus neuen Anlagen verwendet, so sind die Auswirkungen der Nutzungsänderung des Einsatzstoffes gegenüber der wirtschaftlichsten alternativen Nutzung zu berücksichtigen. Anschließend werden die Auswirkungen auf die Emissionen anhand der in den einschlägigen BVT-Schlussfolgerungen enthaltenen Mindestvorgaben für die Energieeffizienz berechnet. Bei Industrieverfahren, die nicht Gegenstand von BVT-Schlussfolgerungen sind, werden die eingesparten Emissionen nach einem vergleichbaren Verfahren auf der Grundlage des neuesten Stands der Technik berechnet.

10. Die Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung ($e_{ex\text{-}use}$) umfassen alle Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung des Einsatzstoffes, die vermieden werden, wenn der Einsatzstoff für die Brennstofferzeugung verwendet wird. Diese Emissionen umfassen auch das CO_2-Äquivalent des in der chemischen Zusammensetzung des Brennstoffs enthaltenen Kohlenstoffs, der andernfalls in die Atmosphäre emittiert worden wäre. Dies schließt alle Formen von Kohlenstoff ein, sofern mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:

   a) Das CO_2 wurde bei einer in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ([12]) aufgeführten Tätigkeit oder bei der Verbrennung von Siedlungsabfällen abgeschieden und in einem vorgelagerten Schritt in einem wirksamen CO_2-Bepreisungssystem berücksichtigt, und es geht vor dem 1. Januar 2036 in die chemische Zusammensetzung des Brennstoffs ein. Stammt das CO_2 nicht aus der Verbrennung von Brennstoffen zur Stromerzeugung, endet dieser Zeitraum erst am 1. Januar 2041;

   b) das CO_2 wurde aus der Luft abgeschieden;

   c) das abgeschiedene CO_2 oder Kohlenmonoxid stammt von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen, die die Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen nach Artikel 29 der Richtlinie (EU) 2018/2001 erfüllen;

([11]) Um die Emissionsfaktoren für die entgangene Stromerzeugung aufgrund der Verwendung von Gas aus der Abfallverarbeitung und Abgas nicht erneuerbaren Ursprungs, die zwangsläufig und unbeabsichtigt infolge der Produktionsprozesse in Industrieanlagen entstehen, zu bestimmen, können Vorschriften angewandt werden, die den in Artikel 27 Absatz 6 für erneuerbare Brenn- bzw. Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs festgelegten Vorschriften gleichwertig sind.

([12]) Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (ABl. L 275 vom 25.10.2003, S. 32, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2003/87/oj).

d) das abgeschiedene CO_2 oder Kohlenmonoxid stammt von erneuerbaren Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs oder kohlenstoffarmen Brennstoffen, die die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen gemäß Artikel 29a der Richtlinie (EU) 2018/2001 und der vorliegenden Verordnung erfüllen;

e) das abgeschiedene CO_2 stammt aus einer geologischen CO_2-Quelle und das CO_2 wurde zuvor auf natürliche Weise freigesetzt;

f) der Kohlenstoff stammt aus Einsatzstoffen, die als Energiequelle für die Erzeugung wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe gelten.

Ausgenommen ist abgeschiedenes CO_2 aus einem Brennstoff, der gezielt ausschließlich zum Zweck der Erzeugung von CO_2 verbrannt wird, ohne dass die dabei entstehende Energie genutzt wird, sowie CO_2, für dessen Abscheidung nach anderen Rechtsvorschriften eine Emissionsgutschrift gewährt wurde.

Emissionen im Zusammenhang mit bei der CO_2-Abscheidung genutzten Einsatzstoffen wie Strom, Wärme und Verbrauchsmaterialien werden bei der Berechnung der den Einsatzstoffen zugeordneten Emissionen ebenfalls berücksichtigt.

11. Die unter Nummer 10 Buchstabe a genannten Zeitpunkte unterliegen der Überprüfung, wobei die Umsetzung des gemäß Artikel 4 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates [13] festgelegten unionsweiten Klimaziels für 2040 in den unter die Richtlinie 2003/87/EG fallenden Sektoren berücksichtigt wird.

12. Die Emissionen aus der Verarbeitung (e_p) umfassen direkte atmosphärische Emissionen aus der Verarbeitung selbst, aus der Abfallbehandlung und aus Leckagen sowie

a) alle fossilen CO_2-Ströme, die die Verarbeitungsanlage verlassen, in der Anlage zur CO_2-Abscheidung abgeschieden und unter e_{ccs} oder e_{ccu} berücksichtigt werden, und

b) das gesamte fossile CO_2, das am Ende der Lebensdauer der Nebenerzeugnisse in die Atmosphäre freigesetzt wird, berechnet auf stöchiometrischer Basis für den in der chemischen Zusammensetzung aller Nebenerzeugnisse enthaltenen Kohlenstoff, es sei denn, der Anlagenbetreiber weist nach, dass dieses CO_2 abgeschieden und dauerhaft gespeichert oder in langlebigen Erzeugnissen gemäß der Verordnung (EU) 2024/2620 der Kommission [14] dauerhaft chemisch gebunden wird. Fester Kohlenstoff, der in Nebenerzeugnissen enthalten ist, weil er in langlebigen Erzeugnissen gemäß der Delegierten Verordnung (EU) 2024/2620 dauerhaft chemisch gebunden ist, oder fester Kohlenstoff, der im Einklang mit den einschlägigen Anforderungen zur Gewährleistung der dauerhaften Speicherung gemäß der nach Artikel 8 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2024/3012 des Europäischen Parlaments und des Rates [15] angenommenen Methode gespeichert wird, gilt nicht als emittiert.

13. Die Emissionen aus der Verbrennung des Brennstoffs (e_u) sind die gesamten Emissionen aus der Verbrennung des Brennstoffs bei der Nutzung, einschließlich der Emissionen aus der Verbrennung von Kohlenstoff biologischen Ursprungs.

14. Die bei den Emissionsberechnungen berücksichtigten Treibhausgase und ihre CO_2-Äquivalente müssen den Angaben in Anhang V Teil C Nummer 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001 entsprechen.

15. Entstehen bei einem Verfahren mehrere Nebenerzeugnisse wie Brennstoffe oder Chemikalien sowie energetische Nebenerzeugnisse wie Wärme, Strom oder mechanische Energie, die aus der Anlage ausgeführt werden, werden diesen Nebenerzeugnissen wie folgt Treibhausgasemissionen zugeordnet:

a) Die Zuordnung erfolgt am Ende des Verfahrens, in dem die Nebenerzeugnisse entstehen. Die zugeordneten Emissionen umfassen die Emissionen aus dem Verfahren selbst sowie die Emissionen, die den Einsatzstoffen des Verfahrens zugeordnet werden.

[13] Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz") (ABl. L 243 vom 9.7.2021, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj).

[14] Verordnung (EU) 2024/2620 der Kommission vom 30. Juli 2024 zur Ergänzung der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Voraussetzungen dafür, dass Treibhausgase als dauerhaft in einem Produkt chemisch gebunden angesehen werden (ABl. L, 2024/2620, 4.10.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2024/2620/oj).

[15] Verordnung (EU) 2024/3012 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. November 2024 zur Schaffung eines Unionsrahmens für die Zertifizierung von dauerhaften CO_2-Entnahmen, kohlenstoffspeichernder Landbewirtschaftung und der CO_2-Speicherung in Produkten (ABl. L, 2024/3012, 6.12.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/3012/oj).

b) Die zuzuordnenden Emissionen betragen e_i zuzüglich etwaiger Anteile von e_p, e_{td} und e_{ccs}, die bis einschließlich zu dem Verfahrensschritt entstehen, bei dem die Nebenerzeugnisse erzeugt werden. Ist ein Einsatzstoff in einem Verfahren selbst ein Nebenerzeugnis eines anderen Verfahrens, werden bei der Ermittlung der Emissionen, die dem Einsatzstoff zuzuordnen sind, die Emissionen zunächst für das andere Verfahren ermittelt. Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung ($e_{ex\text{-}use}$) dürfen nur Nebenerzeugnissen zugeordnet werden, die als erneuerbare Brenn-bzw. Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs oder als kohlenstoffarme Brennstoffe gelten.

c) Wird in einer Anlage innerhalb der Projektgrenzen nur eines der Nebenerzeugnisse des Projekts behandelt, so werden die Emissionen dieser Anlage vollständig diesem Nebenerzeugnis zugeordnet.

d) Ist es in einem Verfahren möglich, das Verhältnis der Nebenerzeugnisse zu ändern, so erfolgt die Zuordnung auf der Grundlage physischer Erwägungen, wobei die Auswirkungen einer Erhöhung des Outputs an nur einem Nebenerzeugnis bei einem ansonsten konstant bleibenden Output auf die Emissionen des Verfahrens ermittelt werden.

e) Ist das Verhältnis der Erzeugnisse unveränderlich und handelt es sich bei den Nebenerzeugnissen ausschließlich um Brennstoffe, Strom oder Wärme, richtet sich die Zuordnung nach dem Energiegehalt. Erfolgt die Zuordnung für die ausgeführte Wärme auf der Grundlage des Energiegehalts, so wird nur der nutzbare Teil der Wärme gemäß Anhang V Teil C Nummer 16 der Richtlinie (EU) 2018/2001 berücksichtigt.

f) Ist das Verhältnis der Erzeugnisse unveränderlich und handelt es sich bei einigen der Nebenerzeugnisse um Materialien ohne Energiegehalt, richtet sich die Zuordnung nach dem wirtschaftlichen Wert der Nebenerzeugnisse. Der zugrunde gelegte wirtschaftliche Wert ist der durchschnittliche Erzeugerpreis der Erzeugnisse in den letzten drei Jahren. Liegen diese Daten nicht vor, so wird der Wert anhand der Rohstoffpreise abzüglich der Transport- und Lagerkosten geschätzt.

16. Die Emissionen aus Transport und Verteilung (e_{td}) umfassen die Emissionen aus der Lagerung und Verteilung der fertigen Brennstoffe. Emissionen e_i, die den Einsatzstoffen zugeordnet werden, umfassen auch die Emissionen aus Transport und Lagerung der Einsatzstoffe.

17. Entstehen bei einem Verfahren zur Erzeugung kohlenstoffarmer Brennstoffe CO_2-Emissionen, die dauerhaft in einer geologischen Speicherstätte gespeichert werden, so kann dieser Kohlenstoff (ausgedrückt als CO_2-Äq) bei den Erzeugnissen des Verfahrens als Emissionsreduktion unter e_{ccs} (in g CO_2-Äq/MJ Brennstoff) gutgeschrieben werden. Unter e_{ccs} werden die Abscheidungsrate von CO_2 aus der Erzeugung kohlenstoffarmer Brennstoffe und alle Emissionen aus den CO_2-Abscheidungstätigkeiten, aus dem Transport des CO_2 sowie die Emissionen aus der Einspeicherung in die Stätte für die dauerhafte Speicherung, die unter e_p angerechnet werden, wie folgt berücksichtigt:

$$e_{ccs} = c_{CO_2} - e_{CO_2\text{-}c} - e_{CO_2\text{-}t} - e_{CO_2\text{-}i}$$

Dabei gilt:

c_{CO_2} = in der CO_2-Abscheidungsanlage abgeschiedenes CO_2 (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff);

$e_{CO_2\text{-}c}$ = Emissionen im Zusammenhang mit allen Vorgängen zur CO_2-Abscheidung, -Trocknung, -Verdichtung und -Verflüssigung (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff);

$e_{CO_2\text{-}t}$ = Emissionen aus dem Transport von CO_2 mittels Pipelines, Schiffen, Schleppkähnen, Zügen oder Lkw vom Abscheidungsstandort zur Stätte für die dauerhafte Speicherung (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff);

$e_{CO_2\text{-}i}$ = Emissionen aus Vorgängen zur Einspeicherung von CO_2 in die Stätte für die dauerhafte Speicherung (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff).

Unter e_{ccs} werden berücksichtigt:

a) THG-Emissionen je MJ Brennstoff, abgeschieden in der CO_2-Abscheidungsanlage (c_{CO_2}) zum Zweck der dauerhaften geologischen Speicherung in einer Speicherstätte, die gemäß der Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ([16]) oder nach geltendem nationalem Recht in Drittländern genehmigt wurde, wobei das CO_2 nicht zur Steigerung der Ausbeute bei der Öl- und Gasförderung (enhanced oil and gas recovery) verwendet wird. Das geltende nationale Recht für geologische Speicherstätten muss angemessene Überwachungs-, Berichterstattungs- und Überprüfungsanforderungen zur Erkennung von Leckagen vorsehen und den Speicheranlagenbetreiber verpflichten, im Einklang mit den in der Union geltenden Rechtsvorschriften für die Sanierung zu sorgen. Im Falle von Leckagen wird die entsprechende Menge an CO_2-Emissionen nicht als Emissionsreduktion unter e_{ccs} gutgeschrieben. In geologischen Speicherstätten, in denen wiederholt Leckagen auftreten, sollte keine Einspeicherung ($e_{CO2\text{-}i}$) zugelassen werden;

([16]) Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006 (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 114, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2009/31/oj).

b) THG-Emissionen je MJ Brennstoff aus Vorgängen zur Abscheidung von CO_2 ($e_{CO2\text{-}c}$). Diese Emissionen umfassen Emissionen aus der Brennstoff-, Wärme- und Stromnutzung und aus der Nutzung der Materialeinsatzstoffe für die Abscheidung sowie aus der Nutzung aller Ersatzmaterialien (Ersatz aufgrund von Verlusten oder Abnutzung). Diese Emissionen werden gemäß Anhang IV Abschnitt 21 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission ([17]) berechnet;

c) THG-Emissionen je MJ Brennstoff aus dem Transport von CO_2 ($e_{CO2\text{-}t}$) mittels Pipelines, Schiffen oder anderen Wasserfahrzeugen, Zügen oder Lkw vom Abscheidungsstandort. Die durch den Transport von CO_2 verursachten THG-Emissionen werden auf der Grundlage der zurückgelegten Strecke, des Verkehrsträgertyps und der Ladung berechnet. Wird das CO_2 mit zwei oder mehr verschiedenen Verkehrsträgern zum Einspeicherort transportiert, so werden die Emissionen als Summe für jeden Verkehrsträger berechnet. Die Zuordnung der Transportemissionen mehrerer Quellen erfolgt nach der Methode der massenbasierten Zuordnung. Wird über eine Pipeline CO_2 zu mehreren geologischen Speicherstätten transportiert oder wird die Pipeline für mehrere Zwecke genutzt, so erfolgt die Zuordnung der Emissionen aus dem Transport des CO_2 nach der Methode für die massenbasierte Zuordnung. THG-Emissionen aus dem Transport von CO_2 über Pipelines werden gemäß Anhang IV Abschnitt 22 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 berechnet;

d) THG-Emissionen je MJ Brennstoff aus der Einspeicherung ($e_{CO2\text{-}i}$) in eine Stätte für die dauerhafte geologische Speicherung, die gemäß der Richtlinie 2009/31/EG oder nach geltendem nationalem Recht in Drittländern genehmigt wurde. Diese Emissionen umfassen alle Emissionen aus der Brennstoffverbrennung in beim CO_2-Transport verwendeten ortsfesten Anlagen, einschließlich Emissionen aus Strom und Emissionen aus Brennstoffen, die beim CO_2-Transport von zugehörigen Verdichteranlagen und bei anderen Verbrennungstätigkeiten, auch in Kraftwerken am Standort, eingesetzt werden. Diese Emissionen werden gemäß Anhang IV Abschnitt 23 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission berechnet.

THG-Emissionen aus der Brennstoff-, Wärme- und Stromnutzung und der Nutzung der Materialeinsatzstoffe für die Abscheidung sowie aus Vorgängen zur Trocknung, Verdichtung und Verflüssigung werden für alle Stufen der CO_2-Wertschöpfungskette von der Abscheidung bis zur Speicherung, berücksichtigt.

In den Fällen, die nicht unter die vorstehend beschriebenen spezifischen Berechnungsmethoden fallen, werden die Emissionen aus Energie- und Materialeinsatzstoffen bei CCS-Vorgängen (z. B. aus der Brennstoffverbrennung, aus der Wärme- und Stromnutzung sowie aus Materialien und Chemikalien) unter analoger Anwendung des unter den Nummern 5 bis 11 dargelegten Ansatzes für Verfahrenseinsatzstoffe berechnet.

Berücksichtigt werden alle Emissionen aus dem Ablassen sowie flüchtige Emissionen und andere CO_2-Leckagen aus der CO_2-Abscheidung, -Trocknung, -Verdichtung und -Verflüssigung, aus dem Transport von CO_2 und aus Einspeichervorgängen.

In Anlagen, die vor dem 11. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, kann das CO_2 einem Teil des Gesamtoutputs des Verfahrens zugeordnet werden, sofern die CO_2-Abscheidungsrate für den Teil des integrierten Verfahrens 100 % nicht übersteigt. Bei allen anderen Anlagen müssen die Netto-Emissionseinsparungen proportional zur gesamten Brennstofferzeugung zugeordnet werden.

18. Entstehen bei einem Verfahren zur Erzeugung kohlenstoffarmer Brennstoffe CO_2-Emissionen, die in einem der Erzeugnisse, die in dem gemäß Artikel 12 Absatz 3b Unterabsatz 2 der Richtlinie 2003/87/EG erlassenen delegierten Rechtsakt aufgeführt sind, dauerhaft chemisch gebunden sind, so wird dies den Erzeugnissen des Verfahrens als Emissionsreduktion unter e_{ccu} (in g CO_2-Äq/MJ Brennstoff) gutgeschrieben. Unter e_{ccu} werden die Abscheidungsrate von CO_2 aus der Erzeugung kohlenstoffarmer Brennstoffe und alle Emissionen aus den CO_2-Abscheidungstätigkeiten, aus dem Transport des CO_2 sowie die Emissionen aus dem Umwandlungs- und Nutzungsverfahren zur dauerhaften chemischen Bindung des CO_2 in einem Erzeugnis wie folgt berücksichtigt:

$$e_{ccu} = c_{CO_2} - e_{CO_2\text{-}c} - e_{CO_2\text{-}t} - e_{CO_2\text{-}u}$$

Dabei gilt:

c_{CO_2} = in der CO_2-Abscheidungsanlage abgeschiedenes CO_2 (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff);

$e_{CO_2\text{-}c}$ = Emissionen im Zusammenhang mit allen Vorgängen zur CO_2-Abscheidung, -Trocknung, -Verdichtung und -Verflüssigung (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff);

([17]) Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission vom 19. Dezember 2018 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission (ABl. L 334 vom 31.12.2018, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2066/oj).

$e_{CO_2\text{-}t}$ = Emissionen aus dem Transport von CO_2 mittels Pipelines, Schiffen, Schleppkähnen, Zügen oder Lkw vom Abscheidungsstandort zum Nutzungsort (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff);

$e_{CO_2\text{-}u}$ = Emissionen aus der Nutzung von CO_2 zur dauerhaften chemischen Bindung von CO_2 in Erzeugnissen (g CO_2-Äq/MJ Brennstoff).

Emissionen gelten nur dann als in einem Erzeugnis dauerhaft chemisch gebunden, wenn das Erzeugnis in dem gemäß Artikel 12 Absatz 3b Unterabsatz 2 der Richtlinie 2003/87/EG erlassenen delegierten Rechtsakt aufgeführt ist.

In Anlagen, die vor dem 11. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, kann das CO_2 einem Teil des Gesamtoutputs des Verfahrens zugeordnet werden, sofern die CO_2-Abscheidungsrate für den Teil des integrierten Verfahrens 100 % nicht übersteigt. Bei allen anderen Anlagen müssen die Netto-Emissionseinsparungen proportional zur gesamten Brennstofferzeugung zugeordnet werden.

B. „STANDARDWERTE" FÜR THG-INTENSITÄTEN VON EINSATZSTOFFEN

Die Tabellen 1 und 2 enthalten die THG-Emissionsintensitäten von anderen Einsatzstoffen als Strom:

Tabelle 1

Standardmäßige Lebenszyklus-THG-Emissionen verschiedener Energieeinsatzstoffe, ausgedrückt in g Stoff/MJ des Erzeugnisses; andere Treibhausgase als CO_2 werden durch Multiplikation ihrer Menge mit den entsprechenden Werten für ihr Treibhauspotenzial gemäß dem Anhang der Verordnung (EU) 2020/1044 der Kommission [18] in CO_2-Äquivalent umgerechnet. Ausgenommen sind Emissionen aus der Verbrennung des Brennstoffs in der Nutzungsphase

Brennstoff	CO_2	CH_4 [1]	N_2O
Feste fossile Brennstoffe			
Anthrazit	6,50	0,390	0,00026
Kokskohle	6,50	0,390	0,00026
Sonstige bituminöse Kohle	6,50	0,390	0,00026
Subbituminöse Kohle	1,70	0	0
Braunkohle	1,70	0	0
Steinkohlebriketts	5,00	0,228	0
Kokereikoks	5,00	0,228	0
Gaskoks	5,00	0,228	0
Kohlenteer	5,00	0,228	0
Braunkohlebriketts	1,70	0	0
Industriell erzeugte Gase			
Ortsgas	5,00	0,228	0
Kokereigas	5,00	0,228	0
Hochofengas	5,00	0,228	0
Sonstiges Konvertergas	5,00	0,228	0
Torf und Torferzeugnisse	0	0	0
Ölschiefer und bituminöse Sande	5,00	0,228	0
Rohöl und Mineralölerzeugnisse			

[18] Verordnung (EU) 2020/1044 der Kommission vom 8. Mai 2020 zur Ergänzung der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Werte für Treibhauspotenziale und die Inventarleitlinien und im Hinblick auf das Inventarsystem der Union sowie zur Aufhebung der Delegierten Verordnung (EU) Nr. 666/2014 der Kommission (ABl. L 230 vom 17.7.2020, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2020/1044/oj).

Brennstoff	CO_2	CH_4 [1]	N_2O
Rohöl	5,00	0,228 (CH_4_crude)	0
Flüssigerdgas	5,00	0,228	0
Raffinerieeinsatzmaterial	5,00	0,228	0
Additive und Oxygenate	5,00	0,228	0
Sonstige Kohlenwasserstoffe	5,00	0,228	0
Raffineriegas	5,00	0,228	0
Ethan	5,00	0,228	0
Verflüssigtes Erdgas	5,00	0,228	0
Motorenbenzin	13,40	1,08* CH_4_crude	0
Flugbenzin	13,40	1,08* CH_4_crude	0
Flugturbinenkraftstoff auf Naphtabasis	13,40	1,08* CH_4_crude	0
Flugturbinenkraftstoff auf Petroleumbasis	13,40	1,08* CH_4_crude	0
Sonstiges Kerosin	13,40	1,08* CH_4_crude	0
Naphta	13,40	1,08* CH_4_crude	0
Gasöl und Dieselöl	15,65	1,09* CH_4_crude	0
Heizöl	0	1,01* CH_4_crude	0
Testbenzin und Industriebrennstoffe	13,40	1,08* CH_4_crude	0
Schmiermittel	15,65	1,09* CH_4_crude	0
Bitumen	5,00	0,228	0
Petrolkoks	5,00	0,228	0
Paraffinwachse	5,00	0,228	0
Sonstige Mineralölerzeugnisse	5,00	0,228	0
Erdgas (ausgenommen Verflüssigung, Transport und Rückvergasung von LNG) [2]	4,90	0,190	0,00037
Abfälle			
Industrieabfälle (nicht erneuerbar)	0	0	0
Siedlungsabfälle (nicht erneuerbar)	0	0	0
Kernkraft			
Nukleare Wärme	0,50	0	0

[1] Bei der Berechnung der vorgelagerten Emissionen von Erdölerzeugnissen (aus dem Faktor für die tatsächlichen vorgelagerten Methanemissionen des betreffenden Rohöls) wird jeweils ein Zuordnungsfaktor herangezogen: 1,09, 1,08 und 1,01 (MJ Rohöl/MJ Erzeugnis) für Diesel, Benzin bzw. schweres Heizöl.

[2] Bei Erdgas, das in flüssiger Form transportiert wurde, müssen zusätzliche Treibhausgasemissionen (CO_2, CH_4 und N_2O) aufgrund der Verflüssigung, des Transports und der Rückvergasung des Erdgases hinzugefügt werden.
In Bezug auf Methanemissionen aus der Verflüssigung, dem Transport und der Rückvergasung von LNG müssen die Betreiber nach Nummer 7 dieses Anhangs und im Einklang mit der Verordnung (EU) 2024/1787 vorgehen.

Quelle: Interne Ausarbeitung der JRC auf der Grundlage von:
- JEC v5, IPCC 2006 & 2019 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, V2Ch2, Stationary combustion
- IFEU 2023
- Energy and Environmental Research Associates, LLC 2024
- UNECE 2022, Carbon Neutrality in the UNECE region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources

Tabelle 2

Standardmäßige Lebenszyklus-THG-Emissionen von Materialeinsatzstoffen

Materialeinsatzstoffe	Gesamtemissionen g CO_2-Äq/kg
Ammoniak	2 351,3
Calciumchlorid ($CaCl_2$)	38,8
Cyclohexan	723,0
Salzsäure (HCl)	1 061,1
Schmiermittel	947,0
Magnesiumsulfat ($MgSO_4$)	191,8
Stickstoff	56,4
Phosphorsäure (H_3PO_4)	3 124,7
Kaliumhydroxid (KOH)	419,1
Reines CaO für Prozesse	1 193,2
Natriumcarbonat (Na_2CO_3)	1 245,1
Natriumchlorid (NaCl)	13,3
Natriumhydroxid (NaOH)	529,7
Natriummethoxid ($Na(CH_3O)$)	2 425,5
Schwefeldioxid (SO_2)	53,3
Schwefelsäure (H_2SO_4)	217,5
Harnstoff	1 846,6

Quelle: JEC-WTW-Bericht und Berechnungen nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie.

C. THG-EMISSIONSINTENSITÄT VON STROM

Methode zur Berechnung der THG-Emissionsintensitäten von Strom

Die THG-Emissionsintensität von Strom wird für einzelne Länder oder für einzelne Gebotszonen bestimmt. Die THG-Emissionsintensität von Strom kann für Gebotszonen nur dann bestimmt werden, wenn die erforderlichen Daten öffentlich zugänglich sind. Die CO_2-Intensität von Strom, ausgedrückt als g CO_2-Äq je MJ Strom, wird durch Berücksichtigung aller potenzieller Primärenergiequellen für die Stromerzeugung, der tatsächlichen Art der Anlage, der Umwandlungswirkungsgrade und des Eigenstromverbrauchs der Stromerzeugungsanlage berechnet.

Bei der Berechnung werden alle CO_2-Äquivalent-Emissionen berücksichtigt, die mit der Verbrennung und Lieferung der für die Stromerzeugung genutzten Brennstoffe verbunden sind. Die Berechnung beruht auf der Menge der einzelnen Brennstoffe, die in den Stromerzeugungsanlagen eingesetzt werden, sowie auf den Emissionsfaktoren der Brennstoffverbrennung und den Faktoren für die vorgelagerten Brennstoffemissionen (aus Erzeugung, Raffination und Transport).

Andere Treibhausgase als CO_2 werden durch Multiplikation ihrer Menge mit den entsprechenden Werten für ihr Treibhauspotenzial gemäß dem Anhang der Verordnung (EU) 2020/1044 in CO_2-Äquivalent umgerechnet. Bei der Verbrennung biogener Brennstoffe werden die CO_2-Emissionen aufgrund ihres biogenen Ursprungs nicht berücksichtigt, die Emissionen von CH_4 und N_2O sind jedoch anzurechnen.

Für die Berechnung von THG-Emissionen aus der Brennstoffverbrennung sind die IPCC-Standardemissionsfaktoren für die stationäre Verbrennung in der Energiewirtschaft zu verwenden (siehe Tabelle 3). Die vorgelagerten Emissionen umfassen Emissionen aus allen Verfahren und Phasen, die erforderlich sind, um den Brennstoff für den Einsatz bei der Stromerzeugung vorzubereiten. Sie entstehen bei der Gewinnung, der Raffination und dem Transport des für die Stromerzeugung verwendeten Brennstoffs.

Darüber hinaus sind alle vorgelagerten Emissionen aus dem Anbau, der Ernte, der Sammlung, der Verarbeitung und dem Transport von Biomasse zu berücksichtigen. Torf und die Bestandteile fossilen Ursprungs von Abfallmaterialien werden wie fossile Brennstoffe behandelt.

Die für die Bruttostromerzeugung in reinen Stromerzeugungsanlagen verwendeten Brennstoffe werden auf der Grundlage der Stromerzeugung und des Wirkungsgrads bei der Umwandlung in Strom bestimmt. Bei Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden die Brennstoffe, die für die bei der KWK erzeugte Wärme verwendet werden, anhand einer alternativen Wärmeerzeugung mit einem durchschnittlichen Gesamtwirkungsgrad von 85 % berechnet, während der Rest der Stromerzeugung zugeordnet wird.

Bei Kernkraftwerken wird angenommen, dass der Umwandlungswirkungsgrad aus nuklearer Wärme 33 % beträgt, oder es werden Daten von Eurostat oder einer ähnlichen, akkreditierten Quelle zugrunde gelegt.

Bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, wie Wasserkraft, Sonnen- und Windenergie sowie Geothermie, werden keine Brennstoffe eingesetzt. Die Emissionen aus dem Bau, der Stilllegung und der Abfallentsorgung von Stromerzeugungsanlagen werden nicht berücksichtigt. Die CO_2-Äquivalent-Emissionen bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen (Wind, Sonne, Wasserkraft und Geothermie) werden daher mit null angesetzt.

Die CO_2-Äquivalent-Emissionen aus der Bruttostromerzeugung umfassen die in Tabelle 1 aufgeführten vorgelagerten Emissionen und die in den Tabellen 3 und 4 aufgeführten Standardemissionsfaktoren für die stationäre Verbrennung. Die vorgelagerten Emissionen der Versorgung mit dem genutzten Brennstoff werden anhand der in Tabelle 1 aufgeführten Emissionsfaktoren für vorgelagerte Emissionen berechnet.

Die CO_2-Intensität von Strom wird nach den folgenden Formeln berechnet:

$$e_{gross_prod} = \sum_{i=1}^{k} (c_{i-ups} + c_{i-comb}) \times B_i$$

Dabei gilt:

e_{gross_prod} =	CO_2-Äquivalent-Emissionen [g CO_2-Äq]
$c_{i\text{-}ups}$ =	Faktoren für vorgelagerte CO_2-Äquivalent-Emissionen [g CO_2-Äq/MJ]
$c_{i\text{-}comb}$ =	Faktoren für die CO_2-Äquivalent-Emissionen aus der Brennstoffverbrennung [g CO_2-Äq/MJ] gemäß den Tabellen 3 und 4, einschließlich CH_4- und N_2O-Emissionen, ausgedrückt als CO_2-Äq/MJ. In den Fällen, in denen das CO_2 in CCS-Anlagen dauerhaft gespeichert wird, müssen für den Faktor für die CO_2-Emissionen aus der Brennstoffverbrennung die in Tabelle 3 angegebenen Standardwerte für CO_2, verringert um die CCS-Nettoauswirkungen, verwendet werden.
B_i =	Verbrauch von Brennstoff i für die Stromerzeugung [MJ]
$i = 1…k$ =	für die Stromerzeugung genutzte Brennstoffe.

Der Wert der Nettostromerzeugung hängt von der Bruttostromerzeugung, dem Eigenverbrauch in der Stromerzeugungsanlage und den Stromverlusten bei der Pumpspeicherung ab.

$$E_{net} = E_{gros} - E_{own} - E_{pump}$$

Dabei gilt:

E_{net} =	Nettostromerzeugung [MJ]
E_{gross} =	Bruttostromerzeugung [MJ]
E_{own} =	interner Eigenstromverbrauch in der Stromerzeugungsanlage [MJ]
E_{pump} =	Stromverluste bei der Pumpspeicherung [MJ]

Die CO_2-Intensität des erzeugten Nettostroms wird durch die gesamten Brutto-GHG-Emissionen bei der Erzeugung des Nettostroms bestimmt:

$$CI = e_{gros_prod} / E_{net}$$

Dabei gilt:

CI = CO_2-Äquivalent-Emissionen aus der Stromerzeugung, ausgedrückt in [g CO_2-Äq/MJ].

Daten zu Stromerzeugung und Brennstoffverbrauch

Die Daten zu Stromerzeugung und Brennstoffverbrauch sind für die Mitgliedstaaten und assoziierten Staaten der IEA den IEA-Daten und -Statistiken zu Energiebilanzen und dem mit verschiedenen Brennstoffen erzeugten Strom zu entnehmen, z. B. auf der IEA-Website, Bereich „Daten und Statistiken“ („Energy Statistics Data Browser“) ([19]).

Für die EU-Mitgliedstaaten sind die Eurostat-Daten detaillierter und können stattdessen verwendet werden. Wird die THG-Emissionsintensität für Gebotszonen bestimmt, so sind Daten aus amtlichen nationalen Statistiken, Daten der Übertragungsnetzbetreiber oder des Europäischen Verbunds der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) zu verwenden, die ebenso detailliert sind wie die IEA-Daten. Die Daten zum Brennstoffverbrauch müssen die verfügbaren Daten der nationalen Statistiken mit dem höchsten Detailgrad umfassen: feste fossile Brennstoffe, industriell erzeugte Gase, Torf- und Torferzeugnisse, Ölschiefer und bituminöse Sande, Rohöl und Mineralölerzeugnisse, Erdgas, erneuerbare Energien und Biobrennstoffe, nicht erneuerbare Abfälle und Kernenergie. Erneuerbare Energien und Biokraftstoffe umfassen alle biogenen Brennstoffe, biogene Abfälle, Wasserkraft, Meeres-, Gezeiten- und Wellenenergie, geothermische Energie, Windkraft, Solarenergie und Umgebungsenergie von Wärmepumpen.

Nettostromhandel

Nachdem die nationale Stromerzeugung und ihre CO_2-Intensität berechnet sind, werden die jährlichen Nettoimporte aus anderen Ländern berücksichtigt. Für jedes Land, mit dem ein Austausch stattfindet, werden die Nettoimporte als Differenz von Importen und Exporten berechnet. Sofern die Differenz größer als null ist, d. h. wenn das Land ein Nettoimporteur von Strom ist, wird die nationale CO_2-Intensität unter proportionaler Berücksichtigung der mit dem Nettostromimport verbundenen Emissionen berechnet. Um auch den Importen des Exportlandes Rechnung zu tragen, sollte diese Berechnung iterativ mindestens dreimal durchgeführt werden, bis sich die Werte annähern. Wird die THG-Emissionsintensität von Strom auf der Ebene der Gebotszonen bestimmt, so wird derselbe Ansatz auf der Ebene der Gebotszonen angewandt.

Daten zu Einsatzstoffen aus Literaturquellen

Tabelle 3

Standardemissionsfaktoren für die stationäre Verbrennung [g CO_2-Äq/MJ Brennstoff auf der Grundlage des unteren Heizwerts]

Brennstoff	CO_2	CH_4	N_2O
Feste fossile Brennstoffe			
Anthrazit	98,3	0,03	0,41
Kokskohle	94,6	0,03	0,41
Sonstige bituminöse Kohle	94,6	0,03	0,41
Subbituminöse Kohle	96,1	0,03	0,41
Braunkohle	101,0	0,03	0,41
Steinkohlebriketts	97,5	0,03	0,41
Kokereikoks	107,0	0,03	0,41
Gaskoks	107,0	0,03	0,03
Kohlenteer	80,7	0,03	0,41
Braunkohlebriketts	97,5	0,03	0,41
Industriell erzeugte Gase			
Ortsgas	44,4	0,03	0,03
Kokereigas	44,4	0,03	0,03
Hochofengas	260,0	0,03	0,03

([19]) Beispiel: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=GERMANY&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource.

Brennstoff	CO_2	CH_4	N_2O
Sonstiges Konvertergas	182,0	0,03	0,03
Torf und Torferzeugnisse	106,0	0,03	0,41
Ölschiefer und bituminöse Sande	107,0	0,03	0,41
Rohöl und Mineralölerzeugnisse			
Rohöl	73,3	0,09	0,16
Flüssigerdgas	64,2	0,09	0,16
Raffinerieeinsatzmaterial	73,3	0,09	0,16
Additive und Oxygenate	73,3	0,09	0,16
Sonstige Kohlenwasserstoffe	73,3	0,09	0,16
Raffineriegas	57,6	0,03	0,03
Ethan	61,6	0,03	0,03
Verflüssigtes Erdgas	63,1	0,03	0,03
Motorenbenzin	69,3	0,09	0,16
Flugbenzin	70,0	0,09	0,16
Flugturbinenkraftstoff auf Naphtabasis	70,0	0,09	0,16
Flugturbinenkraftstoff auf Petroleumbasis	71,5	0,09	0,16
Sonstiges Kerosin	71,9	0,09	0,16
Naphta	73,3	0,09	0,16
Gasöl und Dieselöl	74,1	0,09	0,16
Heizöl	77,4	0,09	0,16
Testbenzin und Industriebrennstoffe	73,3	0,09	0,16
Schmiermittel	73,3	0,09	0,16
Bitumen	80,7	0,09	0,16
Petrolkoks	97,5	0,09	0,16
Paraffinwachse	73,3	0,09	0,16
Sonstige Mineralölerzeugnisse	73,3	0,09	0,16
Erdgas	56,1	0,03	0,03
Abfälle			
Industrieabfälle (nicht erneuerbar)	143,0	0,89	1,09
Siedlungsabfälle (nicht erneuerbar)	91,7	0,89	1,09

Quelle: IPCC, 2006.

Tabelle 4

Standardemissionsfaktoren für die stationäre Verbrennung von Brennstoffen aus Biomasse [g CO_2-Äq/MJ Brennstoff auf der Grundlage des unteren Heizwerts]

Brennstoff	CO_2	CH_4	N_2O
Primäre feste Biokraftstoffe	0	0,89	1,09
Holzkohle	0	5,96	1,09
Biogase	0	0,03	0,03

Brennstoff	CO_2	CH_4	N_2O
Siedlungsabfälle (erneuerbar)	0	0,89	1,09
Reines Biobenzin	0	0,09	0,16
Beigemischtes Biobenzin	0	0,09	0,16
Reine Biodieselkraftstoffe	0	0,09	0,16
Beigemischte Biodieselkraftstoffe	0	0,09	0,16
Reiner Bioflugturbinenkraftstoff	0	0,09	0,16
Beigemischter Bioflugturbinenkraftstoff	0	0,09	0,16
Andere flüssige Biokraftstoffe	0	0,09	0,16

Quelle: IPCC, 2006.

Tabelle 5 enthält die Jahresmittelwerte für die THG-Emissionsintensität von Strom, die nach den in diesem Teil C vorstehend genannten Formeln in der Union auf Länderebene berechnet wurden. Für Strom aus den jeweiligen Ländern kann einer der fünf aktuellsten verfügbaren Jahreswerte ausgewählt werden ([20]).

Tabelle 5

Emissionsintensität des erzeugten Stroms und des Nettoimportstroms in den Mitgliedstaaten in den Jahren 2019 bis 2023

Land	Emissionsintensität des erzeugten Stroms und des Nettoimportstroms (g CO_2-Äq/MJ)				
	2019	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Österreich	65,2	55,6	62,7	65,3	43,8
Belgien	57,0	58,2	47,9	53,2	48,2
Bulgarien	136,7	117,6	129,4	149,7	100,5
Kroatien	76,1	63,0	79,9	87,8	64,3
Zypern	203,4	199,3	194,3	191,7	184,6
Tschechien	146,5	132,0	142,5	146,7	127,6
Dänemark	37,1	22,6	27,5	26,3	15,9
Estland	162,6	88,8	111,0	135,4	78,0
Finnland	24,3	18,7	21,5	18,9	12,5
Frankreich	18,8	17,8	18,3	25,0	15,4
Deutschland	110,5	99,7	110,2	117,2	103,8
Griechenland	158,3	127,9	115,5	115,4	101,1
Ungarn	80,2	73,0	70,8	71,3	54,6
Irland	100,0	92,2	110,5	101,4	85,6
Italien	97,6	92,4	97,0	108,1	87,9
Lettland	84,7	57,5	68,4	85,9	44,6
Litauen	33,8	31,8	35,6	32,1	19,1
Luxemburg	86,2	76,5	76,1	87,1	70,6

([20]) Die Europäische Kommission stellt regelmäßig aktualisierte Daten bereit.

Land	Emissionsintensität des erzeugten Stroms und des Nettoimportstroms (g CO_2-Äq/MJ)				
	2019	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Malta	122,7	129,8	120,4	121,7	115,7
Niederlande	123,9	99,7	101,8	96,0	77,8
Polen	211,9	198,1	211,2	202,8	174,8
Portugal	81,0	64,4	53,1	56,9	39,1
Rumänien	108,0	91,3	88,1	93,9	73,1
Slowakei	85,8	79,1	86,6	93,2	60,9
Slowenien	72,3	66,4	68,8	67,9	54,2
Spanien	69,4	54,7	52,6	60,8	47,3
Schweden	4,3	3,3	3,7	3,6	3,4

Quelle: JRC, 2025 aus Eurostat-Daten.