Amtsblatt
der Europäischen Union

DE
Reihe L

2025/2547

22.12.2025

DURCHFÜHRUNGSVERORDNUNG (EU) 2025/2547 DER KOMMISSION

vom 10. Dezember 2025

mit Vorschriften über die Anwendung der Verordnung (EU) 2023/956 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die Verfahren für die Berechnung der mit Waren verbundenen grauen Emissionen

(Text von Bedeutung für den EWR)

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union,

gestützt auf die Verordnung (EU) 2023/956 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 10. Mai 2023 zur Schaffung eines CO_2-Grenzausgleichssystems ([1]), insbesondere auf Artikel 7 Absatz 7,

in Erwägung nachstehender Gründe:

(1) Gemäß der Verordnung (EU) 2023/956 sind ab 2026 graue Emissionen, die mit in das Zollgebiet der Union eingeführten Waren verbunden sind, unabhängig davon, ob sie auf der Grundlage von tatsächlichen Emissionen oder Standardwerten bestimmt werden, nach den in Anhang IV der genannten Verordnung festgelegten Verfahren zu berechnen. Diese Berechnungsverfahren müssen auf der in der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission ([2]) festgelegten Methodik aufbauen, die im Rahmen des Emissionshandelssystems (EU-EHS) für in der Union befindliche Anlagen gilt.

(2) Die für die Berechnung der grauen Emissionen im Zeitraum vom 1. Oktober 2023 bis zum 31. Dezember 2025 geltende Methodik ist in der Durchführungsverordnung (EU) 2023/1773 der Kommission ([3]) festgelegt. Während dieses Übergangszeitraums hat die Kommission wertvolle Erfahrungen und Informationen von Interessenträgern, Experten und berichtspflichtigen Anmeldern eingeholt. Parallel zu den fachlichen Konsultationen mit den Mitgliedstaaten, auch auf Expertenebene, führte die Kommission umfassende Konsultationen mit den einschlägigen Interessenträgern durch, einschließlich Vertretern der Industrie, um Beiträge für ihre Vorbereitungsarbeiten zu den in dieser Verordnung festgelegten Vorschriften einzuholen.

(3) Ausgehend von den während des Übergangszeitraums gewonnenen Erfahrungen ist es erforderlich, die Berechnungsmethodik anzupassen, um die Wirksamkeit des CO_2-Grenzausgleichssystems (CBAM) sicherzustellen. Diese Änderungen sollten darauf abzielen, die Genauigkeit der Berechnungen der grauen Emissionen von Waren zu verbessern, das Risiko der Umgehung der CBAM-Verpflichtungen zu verringern, eine angemessene Überprüfung der Einhaltung der Überwachungs- und Berechnungsvorschriften sicherzustellen, und die Kohärenz mit dem EU-EHS zu wahren sowie gleichzeitig den Verwaltungsaufwand für Betreiber, zugelassene CBAM-Anmelder, zuständige Behörden und die Kommission zu begrenzen.

(4) Um die grauen Emissionen von Waren zu beziffern und zu berechnen, sollten Systemgrenzen festgelegt werden. Diese Systemgrenzen sollten an die des EU-EHS angeglichen werden.

(5) Um die spezifischen grauen Emissionen von Waren zu beziffern und zu berechnen, sollten die Betreiber die Emissionen auf der Anlagenebene überwachen, festlegen, welche dieser Emissionen einem Herstellungsverfahren zuzuordnen sind, und sodann diese Emissionen den unter dieses Herstellungsverfahren fallenden Waren zuordnen.

([1]) ABl. L 130 vom 16.5.2023, S. 52, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2023/956/oj.

([2]) 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).

([3]) Durchführungsverordnung (EU) 2023/1773 der Kommission vom 17. August 2023 mit Vorschriften über die Anwendung der Verordnung (EU) 2023/956 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die im Übergangszeitraum geltenden Berichtspflichten für die Zwecke des CO_2-Grenzausgleichssystems (ABl. L 228 vom 15.9.2023, S. 94, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2023/1773/oj).

(6) Um die den Waren zuzuordnenden Emissionen auf Anlagenebene zu bestimmen, sollten für Waren die Herstellungsverfahren definiert werden, die derselben funktionellen Einheit zuzuordnen sind. Die funktionelle Einheit sollte in der Regel die Tonne Waren desselben Codes der Kombinierten Nomenklatur (KN-Code) gemäß der Auflistung in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 sein. Da jedoch bei Zement und Düngemitteln die Emissionen vom Klinker- bzw. vom Stickstoffgehalt der Waren abhängen, sollten die funktionellen Einheiten die in diesen Waren enthaltenen Tonnen Klinker und Tonnen Stickstoff sein. Für bestimmte Düngemittel steht eine besondere Maßeinheit zur Verfügung, die gemäß den Anhängen der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 des Rates ([4]) andere Aspekte als das Gewicht der Waren berücksichtigt, damit den Unterschieden in der Zusammensetzung der Waren desselben KN-Codes Rechnung getragen werden kann. In diesen Fällen sollte diese besondere Maßeinheit die funktionelle Einheit darstellen. Die funktionellen Einheiten für Eisen und Stahl sollten nach der allgemeinen Regel bestimmt werden, da die KN-Codes bereits eine Differenzierung bei der Berechnung der grauen Emissionen zulassen. Für Aluminium und Wasserstoff reicht die allgemeine Regel zur Definition einer funktionellen Einheit aus, die Waren einschließt, die in ihrer Qualität und Zusammensetzung hinreichend ähnlich sind, um die Definition eines einheitlichen Herstellungsverfahrens für die Berechnung der grauen Emissionen zu rechtfertigen.

(7) Um Abweichungen bei der Berechnung der Emissionen von Waren mit derselben funktionellen Einheit, die in einer Anlage auf verschiedenen Produktionswegen hergestellt werden, zu vermeiden, sollte das Herstellungsverfahren für diese Waren nicht für jeden Produktionsweg unterschiedlich sein, sondern alle Produktionswege umfassen; daher sollten die Emissionen, die Waren mit derselben funktionellen Einheit zuzuordnen sind, dem gewichteten Durchschnitt der Emissionen aller Produktionswege entsprechen, die innerhalb der Anlage zur Herstellung von Waren mit derselben funktionellen Einheit verwendet werden.

(8) Damit die Genauigkeit der Überwachung der Emissionen sichergestellt ist, sollten spezielle Überwachungsvorschriften festgelegt werden, die auch Vorschriften für Vorläuferstoffe umfassen. Diese Vorschriften sollten mit den einschlägigen Überwachungsvorschriften des EU-EHS in Einklang stehen.

(9) Um die Berechnung und der Prüfung der tatsächlichen grauen Emissionen gemäß Artikel 8 der Verordnung (EU) 2023/956 sowie die Überprüfung der CBAM-Erklärungen gemäß Artikel 19 Absatz 2 der genannten Verordnung zu unterstützen, sollten die Betreiber die wichtigsten methodischen Kriterien für die Erhebung von Daten in der Anlage während des gesamten Jahres und die Berechnung der Emissionen in einem Überwachungsplan darlegen. Um sicherzustellen, dass der Überwachungsplan die für die Prüfung erforderlichen Angaben enthält, sollte eine Vorlage mit den Mindestanforderungen erstellt werden. Die Überwachungspläne sollten in einer für die Zwecke der Überwachung, Berechnung und Prüfung der Emissionen allgemein verwendeten und verständlichen Sprache vorgelegt werden, damit ein effizientes Prüfungsverfahren und ein effizienter Überprüfungsprozess der CBAM-Erklärungen durch die Kommission und die zuständigen Behörden sichergestellt sind.

(10) Um die spezifischen grauen Emissionen von Waren, die einem Herstellungsverfahren unterliegen, zu beziffern und zu berechnen, sollten Vorschriften festgelegt werden, m Emissionen eines Herstellungsverfahrens zu diesen Waren zuzuordnen.

(11) Die vorgeschriebenen Nachweise, die es den zugelassenen CBAM-Anmeldern ermöglichen, die tatsächlichen Werte für Strom und für den bei der Herstellung von Waren verbrauchten Strom gemäß Artikel 7 Absätze 3 und 4 der Verordnung (EU) 2023/956 zu melden, sollten ausreichende Gewähr dafür bieten, dass die in Anhang IV Nummern 5 und 6 der genannten Verordnung festgelegten Kriterien erfüllt sind.

(12) Damit die akkreditierte Prüfstelle prüfen kann, ob die Kriterien für die Verwendung der tatsächlichen Werte für indirekte Emissionen erfüllt sind, sollten der Betreiber der Strom erzeugenden Anlage und der Betreiber der Anlage, die diesen Strom für die Herstellung von Waren verwendet, die erforderlichen Informationen in ihre Emissionsberichte aufnehmen. Da die Betreiber zur Erfüllung der in Anhang IV Nummer 6 der Verordnung (EU) 2023/956 genannten Kriterien nachweisen müssen, dass Strom, für den die tatsächlichen Emissionen geltend gemacht werden, tatsächlich von der Anlage, in der er erzeugt wird, an die Anlage, in der dieser Strom für die Herstellung von Waren verwendet wird, fließt, und da der Stromfluss zu diesem Zweck durch intelligente Messsysteme in beiden Anlagen gemessen werden sollte, sollten die Daten der intelligenten Messsysteme von jedem Betreiber der jeweiligen Prüfstelle zur Verfügung gestellt werden.

([4]) Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 des Rates vom 23. Juli 1987 über die zolltarifliche und statistische Nomenklatur sowie den Gemeinsamen Zolltarif (ABl. L 256 vom 7.9.1987, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/1987/2658/oj).

(13) Damit die akkreditierte Prüfstelle überprüfen kann, ob die Kriterien für die Verwendung der tatsächlichen Werte für in das Zollgebiet der Union eingeführten Strom erfüllt sind, sollten Betreiber von Anlagen, die Strom in einem Drittland erzeugen, die erforderlichen Informationen in den Emissionsbericht aufnehmen. Da die Betreiber möglicherweise keinen direkten Zugang zu den entsprechenden Nachweisen haben, müssen sie bestimmte Nachweise gegebenenfalls von anderen Personen, wie dem zugelassenen CBAM-Anmelder, dem Einführer oder dem Übertragungsnetzbetreiber, erhalten, darunter den Nachweis, dass kein physischer Netzwerkengpass gemäß Anhang IV Nummer 5 Buchstabe b der Verordnung (EU) 2023/956 bestand, oder den Nachweis, dass die Kapazitäten für die Einfuhr von Strom an der Verbindungsleitung gemäß Anhang IV Nummer 5 Buchstabe d der genannten Verordnung fest zugewiesen wurden.

(14) Bezieht eine Anlage, in der Waren hergestellt werden, die in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956, aber nicht in Anhang II der genannten Verordnung aufgeführt sind, in einem Berichtszeitraum Strom aus verschiedenen Anlagen oder Quellen, sollten die indirekten grauen Emissionen der Waren standardmäßig als gewichteter Durchschnitt der grauen Emissionen des aus verschiedenen Anlagen bezogenen Stroms bestimmt werden, um so die Berechnung der grauen Emissionen für die Betreiber zu vereinfachen. Um die Verhältnismäßigkeit in Bezug auf diese Standardmethode sicherzustellen, können die mit Waren verbundenen grauen Emissionen aus diesem Herstellungsverfahren gesondert bestimmt werden, wenn die Betreiber nachweisen können, dass die Anlage, in der Waren hergestellt werden, die nicht in Anhang II der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführt sind, für ein Herstellungsverfahren ausschließlich Strom aus einer bestimmten Quelle oder Anlage oder aus einer Teilmenge von Quellen oder Anlagen verwendet hat.

(15) Damit die Prüfstelle mit hinreichender Sicherheit feststellen kann, dass der Emissionsbericht des Anlagenbetreibers keine wesentlichen Falschangaben enthält, und damit die Kommission und die zuständigen Behörden die CBAM-Erklärung überprüfen, Risikobewertungen durchführen und Praktiken zur Umgehung der in dieser Verordnung festgelegten Vorschriften verhindern können, sollte der Emissionsbericht des Anlagenbetreibers Informationen über die Anlage und die hergestellten Waren, einschließlich ihrer spezifischen grauen Emissionen, sowie weitere Informationen enthalten, die die Kontrolle der Richtigkeit der Berechnung der spezifischen grauen Emissionen erleichtern. Da die Berechnung der Anpassung zur Berücksichtigung der kostenlosen Zuteilung von Daten der Anlage abhängt, sollte der Emissionsbericht auch Angaben enthalten, die für die Berechnung der Anpassung zur Berücksichtigung der kostenlosen Zuteilung gemäß Artikel 31 der Verordnung (EU) 2023/956 relevant sind. Um ein effizientes Prüfungsverfahren und einen effizienten Überprüfungsprozess der CBAM-Erklärungen durch die Kommission und die zuständigen Behörden sicherzustellen, sollten die Emissionsberichte des Anlagenbetreibers in einer für die Zwecke der Überwachung, Berechnung und Prüfung der Emissionen allgemein verwendeten und verständlichen Sprache vorgelegt werden.

(16) Aufgrund des wirtschaftlich sensiblen und personenbezogenen Charakters einiger für den Nachweis der Erfüllung der in Anhang IV Nummer 5 der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegten Kriterien sollten die Betreiber gegebenenfalls ein anmelderspezifisches Addendum zum Emissionsbericht des Anlagenbetreibers erstellen, das nur an den zugelassenen CBAM-Anmelder, auf den es sich bezieht, weitergegeben werden darf.

(17) Da einige im Emissionsbericht des Anlagenbetreibers enthaltene Datenelemente wirtschaftlich sensibel sind, sollten die Betreiber eine Zusammenfassung dieses Berichts erstellen, die in den Prüfbericht aufgenommen und den zugelassenen CBAM-Anmeldern zugänglich gemacht wird. Betreiber, die gemäß Artikel 10 der Verordnung (EU) 2023/956 im CBAM-Register registriert sind, sollten die Möglichkeit haben, nur die Zusammenfassung des Emissionsberichts des Anlagenbetreibers und gegebenenfalls das entsprechende anmelderspezifische Addendum zu dem Emissionsbericht des Anlagenbetreibers an den zugelassenen CBAM-Anmelder weiterzugeben.

(18) Die Betreiber sollten im Überwachungsplan und im Emissionsbericht des Anlagenbetreibers alle von der Prüfstelle im Rahmen der Prüfung gemeldeten Falschangaben, Nichtübereinstimmungen oder Verstöße berichtigen, damit die Einhaltung der in dieser Verordnung festgelegten Vorschriften für die Überwachung und Berechnung von Emissionen sichergestellt ist. Nach einer solchen Berichtigung sollten die Betreiber der Prüfstelle die endgültige Fassung des Dokuments zur Verfügung stellen. Um die Vollständigkeit der Informationen sicherzustellen, die für die Berechnung und Prüfung der grauen Emissionen komplexer Waren erforderlich sind, sollten die Betreiber, wenn im Emissionsbericht des Anlagenbetreibers tatsächliche graue Emissionen von Vorläuferstoffen aufgeführt sind, die nicht in der Anlage hergestellt wurden, der Prüfstelle auch den Prüfbericht der Anlage vorlegen, in der diese Vorläuferstoffe hergestellt wurden.

(19) Die Standardwerte sollten für jedes Drittland und für jede Ware auf der Grundlage einer Methodik festgelegt werden, die auf den neuesten und zuverlässigsten Informationen basiert und der Verfügbarkeit zuverlässiger Daten in Drittländern Rechnung trägt. Erhält de Kommission alternative zuverlässige Daten, die zeigen, dass die Standardwerte zu hoch oder zu niedrig angesetzt sind, sollte sie die entsprechenden Standardwerte überarbeiten.

(20) Für indirekte Emissionen sollte der Standardwert auf der Grundlage des durchschnittlichen Emissionsfaktors des Stromnetzes des Ursprungslands berechnet werden. Dieses Berechnungsverfahren ist am besten geeignet, um sowohl die Verlagerung von CO_2-Emissionen zu verhindern als auch die Umweltintegrität des CBAM zu wahren, da es die Bemühungen um die Dekarbonisierung der Stromnetze von Drittländern so weit wie möglich widerspiegelt und gleichzeitig ein hohes Maß an Schutz vor dem Risiko der Verlagerung von CO_2-Emissionen gewährleistet. Um die Auswirkungen der Dekarbonisierungspolitik von Drittländern (etwa des Ausbaus der Erzeugung erneuerbarer Energien) wie auch der klimatischen Bedingungen auf die jährliche Stromversorgung in den betreffenden Ländern zu berücksichtigen und eine übermäßige Volatilität des Emissionsfaktors aufgrund außergewöhnlicher Jahre, einschließlich solcher, die auf außergewöhnliche klimatische Bedingungen oder andere unvorhersehbare Ereignisse zurückzuführen sind, zu vermeiden, sollte der Emissionsfaktor basierend auf dem einfachen Durchschnitt des Emissionsfaktors für den der Berichterstattung vorangegangenen Fünfjahreszeitraum berechnet werden, für den verlässliche Daten verfügbar sind.

(21) Für in das Zollgebiet der Union eingeführten Strom sollte der CO_2-Emissionsfaktor basierend auf dem Durchschnitt der jährlichen CO_2-Emissionsfaktoren für den letzten Fünfjahreszeitraum, für den verlässliche Daten verfügbar sind, berechnet werden, um die Auswirkungen der Dekarbonisierungspolitik in dem Drittland oder der Gruppe von Drittländern auf die Emissionsintensität der Stromerzeugung in den betreffenden Ländern zu berücksichtigen und gleichzeitig eine übermäßige Volatilität des Emissionsfaktors aufgrund außergewöhnlicher Jahre, einschließlich solcher, die auf außergewöhnliche klimatische Bedingungen oder andere unvorhersehbare Ereignisse zurückzuführen sind, zu vermeiden.

(22) Damit zugelassene CBAM-Anmelder alternative Standardwerte gemäß Anhang IV Nummer 4.2.2, Nummer 4.3 und Nummer 7 der Verordnung (EU) 2023/956 verwenden können, müssen die dafür zu erfüllenden Bedingungen detailliert festgelegt werden. Um klarzustellen, wann alternative Standardwerte verwendet werden können, sollten Vorschriften über die Modalitäten und den Zeitplan für die Übermittlung alternativer amtlicher Daten an die Kommission, über das Verfahren zur Berechnung der alternativen Standardwerte und über die Modalitäten für die Bereitstellung der alternativen Standardwerte zur Verwendung durch die zugelassenen CBAM-Anmelder festgelegt werden. Im Interesse der Rechtssicherheit für zugelassene CBAM-Anmelder ist es erforderlich, die alternativen Standardwerte förmlich anzunehmen und zur Verfügung zu stellen.

(23) Um die grauen Emissionen von Waren auf der Grundlage von tatsächlichen Werten gemäß der Verordnung (EU) 2023/956 zu bestimmen, müssen die Betreiber die Emissionen berechnen, die während eines bestimmten Berichtszeitraums in der Anlage bei der Herstellung dieser Waren entstehen. Um die Verwendung des korrekten Berichtszeitraums, in dem die Waren hergestellt wurden, zu vereinfachen, sollte der für diese Bestimmung verwendete Berichtszeitraum einem Kalenderjahr entsprechen.

(24) Um die Ermittlung des Berichtszeitraums für Waren, die in das Zollgebiet der Union eingeführt werden, zu vereinfachen und den Verwaltungsaufwand für zugelassene CBAM-Anmelder zu reduzieren, sollte die Annahme gelten, dass diese Waren im Berichtszeitraum vor dem Kalenderjahr ihrer Einfuhr hergestellt wurden. Zugelassene CBAM-Anmelder sollten die Möglichkeit erhalten, diese Annahme durch die Vorlage von Nachweisen zu widerlegen, aus denen der tatsächliche Zeitraum hervorgeht, in dem die Waren hergestellt wurden. Da die in dieser Verordnung festgelegte Methodik zur Überwachung, Berechnung und Prüfung erst ab 2026 anzuwenden ist, kann der Berichtszeitraum kein Zeitraum vor 2026 sein.

(25) Bei Vorläuferstoffen, die bei der Herstellung komplexer Waren verwendet werden, sollten die Betreiber, die diese komplexen Waren herstellen, zur Bestimmung der grauen Emissionen auf der Grundlage der tatsächlichen Emissionen den Berichtszeitraum ermitteln, in dem der Vorläuferstoff hergestellt wurde, und die entsprechenden geprüften tatsächlichen Werte verwenden. Um diese Ermittlung zu vereinfachen und den Verwaltungsaufwand für die Betreiber zu reduzieren, sollte die Annahme gelten, dass Vorläuferstoffe, die bei der Herstellung komplexer Waren verwendet werden, in dem Berichtszeitraum hergestellt wurden, in dem diese komplexen Waren hergestellt wurden. Betreibern sollte die Möglichkeit eingeräumt werden, diese Annahme durch die Vorlage von Nachweisen bei der Prüfstelle zu widerlegen, aus denen der tatsächliche Zeitraum hervorgeht, in dem der Vorläuferstoff hergestellt wurde. Da die in dieser Verordnung festgelegte Methodik zur Überwachung, Berechnung und Prüfung erst ab 2026 anzuwenden ist, kann der Berichtszeitraum nicht vor 2026 liegen.

(26) Im Sinne der Kohärenz sollte der für die Bestimmung der grauen Emissionen auf der Grundlage der tatsächlichen Werte geltende Berichtszeitraum derselbe sein wie der Berichtszeitraum für die Berechnung der Anpassung zur Berücksichtigung der kostenlosen Zuteilung und der Berichtszeitraum für die Bestimmung des gemäß Artikel 9 der Verordnung (EU) 2023/956 gezahlten CO_2-Preises.

(27) Bezieht eine Anlage, in der komplexe Waren hergestellt werden, Vorläuferstoffe eines bestimmten KN-Codes, die in verschiedenen Berichtszeiträumen in einer Anlage hergestellt wurden, so sollten die grauen Emissionen der komplexen Waren für den Teil der grauen Emissionen der Vorläuferstoffe als gewichteter Durchschnitt der mit den in verschiedenen Berichtszeiträumen hergestellten Vorläuferstoffen dieses KN-Codes verbundenen grauen Emissionen bestimmt werden, um so die Berechnung der grauen Emissionen für die Betreiber zu vereinfachen.

(28) Bezieht eine Anlage, in der komplexe Waren hergestellt werden, Vorläuferstoffe eines bestimmten KN-Codes von verschiedenen Anlagen, so sollten die grauen Emissionen der komplexen Waren für den Teil der grauen Emissionen der Vorläuferstoffe standardmäßig als gewichteter Durchschnitt der mit den von den verschiedenen Anlagen bezogenen relevanten Vorläuferstoffen verbundenen grauen Emissionen bestimmt werden, um so die Berechnung der grauen Emissionen für die Betreiber zu vereinfachen. Um die Verhältnismäßigkeit in Bezug auf diese Standardmethode sicherzustellen, können die grauen Emissionen der in diesem Herstellungsverfahren verwendeten Vorläuferstoffe gesondert bestimmt werden, wenn die Betreiber nachweisen können, dass die Anlage, in der die komplexen Waren hergestellt werden, für ein bestimmtes Herstellungsverfahren nur Vorläuferstoffe aus einer bestimmten Anlage oder aus einer Teilmenge von Anlagen verwendet.

(29) Damit die Betreiber flexibel zwischen der Verwendung von tatsächlichen Werten und Standardwerten wählen können, wenn die grauen Emissionen komplexer Waren auf der Grundlage tatsächlicher Werte bestimmt werden, sollte es den Betreibern gestattet sein, für einen oder mehrere Vorläuferstoffe Standardwerte zu verwenden. In diesem Fall sollten die Betreiber in der Lage sein, die Verwendung von tatsächlichen Werten für einen oder mehrere Vorläuferstoffe mit der Verwendung von Standardwerten für andere Vorläuferstoffe zu kombinieren.

(30) Im Falle der Überarbeitung dieses Durchführungsrechtsakts sollte die Kommission eine öffentliche Konsultation durchführen, um die Transparenz zu wahren und eine aussagekräftige Beteiligung aller einschlägigen Interessenträger im Einklang mit den Leitlinien der Kommission für eine bessere Rechtsetzung zu gewährleisten.

(31) Die in dieser Verordnung vorgesehenen Maßnahmen entsprechen der Stellungnahme des CBAM-Ausschusses —

HAT FOLGENDE VERORDNUNG ERLASSEN:

KAPITEL 1

ALLGEMEINE BESTIMMUNGEN

Artikel 1

Begriffsbestimmungen

Für die Zwecke dieser Verordnung gelten die Begriffsbestimmungen des Artikels 1 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/2546 der Kommission ([5]) und des Artikels 1 der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2551 der Kommission ([6]).

Darüber hinaus bezeichnet der Ausdruck

1. „funktionelle Einheit“ die Referenzeinheit, die für die Berechnung der mit Waren verbundenen grauen Emissionen verwendet wird;
2. „Aktivitätsrate“ die Menge der Waren, für die dieselbe funktionelle Einheit gilt und die innerhalb der Systemgrenzen eines Herstellungsverfahrens in einem Berichtszeitraum hergestellt werden;

([5]) Durchführungsverordnung (EU) 2025/2546 der Kommission vom 10. Dezember 2025 über die Anwendung der Prüfungsgrundsätze für angemeldete graue Emissionen gemäß der Verordnung (EU) 2023/956 des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L, 2025/2546, 22.12.2025, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2025/2546/oj).

([6]) Delegierte Verordnung (EU) 2025/2551 der Kommission vom 20. November 2025 zur Ergänzung der Verordnung (EU) 2023/956 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung der Bedingungen für die Akkreditierung der Prüfstellen, für die Kontrolle und Beaufsichtigung der akkreditierten Prüfstellen, für den Entzug einer Akkreditierung sowie für die gegenseitige Anerkennung und die Beurteilung unter Gleichrangigen der Akkreditierungsstellen (ABl. L, 2025/2551, 22.12.2025, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2025/2551/oj).

3. „Systemgrenze“ die Gruppe chemischer oder physikalischer Vorgänge, die in die Berechnung der grauen Emissionen von Waren derselben zusammengefassten Warenkategorie einbezogen werden;

4. „zusammengefasste Warenkategorien“ die in Anhang I Nummer 2 Tabelle 1 aufgeführten zusammengefassten Warenkategorien;

5. „Berichtszeitraum“ den Zeitraum, der dem Kalenderjahr entspricht, in dem die Ware hergestellt wurde, und der vom zugelassenen CBAM-Anmelder als Grundlage für die Bestimmung der grauen Emissionen verwendet wird;

6. „Produktionsweg“ eine bestimmte Technologie, die in einem Herstellungsverfahren für die Herstellung von Waren eingesetzt wird;

7. „Vorläuferstoff“ jedes in der Liste der Waren in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführte Vormaterial für ein Herstellungsverfahren;

8. „Stoffstrom“ einen der folgenden Stoffe:

   a) einen spezifischen Brennstoff, ein spezifisches Rohmaterial oder ein spezifisches Produkt, bei dessen Verbrauch oder Erzeugung an einer oder mehreren Emissionsquellen relevante Treibhausgase emittiert werden;

   b) einen spezifischen Brennstoff, ein spezifisches Rohmaterial oder ein spezifisches Produkt, der bzw. das Kohlenstoff enthält und in die Berechnung der Treibhausgasemissionen anhand einer Massenbilanzmethode einbezogen wird;

9. „Emissionsquelle“ ein einzeln identifizierbares Teil einer Anlage oder ein Vorgang in einer Anlage, aus der bzw. dem relevante Treibhausgase emittiert werden;

10. „Berechnungsfaktoren“ den unteren Heizwert, den Emissionsfaktor, den vorläufigen Emissionsfaktor, den Oxidationsfaktor, den Umsetzungsfaktor, den Kohlenstoffgehalt und den Biomasseanteil;

11. „Messsystem“ die Gesamtheit der Messinstrumente und sonstigen Ausrüstungen, die zur Bestimmung der Variablen für die Überwachung und Berechnung der Emissionen verwendet werden;

12. „Tätigkeitsdaten“ die in einem Prozess verbrauchte oder erzeugte, für die auf Berechnung beruhende Überwachungsmethodik relevante Menge von Brennstoffen oder Materialien, ausgedrückt in Terajoule, als Masse in Tonnen oder — bei Gasen — als Volumen in Normkubikmetern.

KAPITEL 2

VERWENDUNG VON TATSÄCHLICHEN WERTEN

Artikel 2

Tatsächliche Werte

Werden die grauen Emissionen gemäß Artikel 7 Absatz 2 Buchstabe a der Verordnung (EU) 2023/956 auf der Grundlage der tatsächlichen Emissionen bestimmt, so gelten die in diesem Kapitel festgelegten Vorschriften.

Artikel 3

Systemgrenzen

(1) Bei der Bezifferung und Berechnung der spezifischen grauen Emissionen von Waren sind die Prozesse in einer Anlage zu berücksichtigen, die innerhalb der gemäß Anhang I für jede zusammengefasste Warenkategorie festgelegten Systemgrenzen stattfinden.

(2) Die Systemgrenzen umschließen direkte Emissionen, indirekte Emissionen von Waren, die nicht in Anhang II der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführt sind, sowie die grauen Emissionen aller Vorläuferstoffe.

Artikel 4

Herstellungsverfahren und funktionelle Einheit

(1) Die Betreiber einer Anlage ermitteln innerhalb der Systemgrenzen einer Anlage das Herstellungsverfahren von Waren, für das dieselbe funktionelle Einheit gilt. Bei der Ermittlung des Herstellungsverfahrens ist sicherzustellen, dass die relevanten Inputs, Outputs und Emissionen gemäß Anhang II überwacht werden können und dass die direkten und gegebenenfalls indirekten Emissionen den Waren einer funktionellen Einheit zugeordnet werden können.

(2) Die hergestellten Warenmengen in Tonnen, die in denselben KN-Code eingereiht werden, stellen die funktionelle Einheit dar, mit Ausnahme der in den Absätzen 3, 4 und 5 genannten Waren.

(3) Für Strom ist die funktionelle Einheit die Kilowattstunde (kWh).

(4) Für Düngemittel sind die folgenden Einheiten die funktionelle Einheit:

a) für die KN-Codes 2808 00 00, 2814 und 3105 die Kilogramm Stickstoff, die in den hergestellten Waren des jeweiligen KN-Codes enthalten sind;

b) für die KN-Codes von Düngemitteln, die nicht unter Buchstabe a aufgeführt sind, die besonderen Maßeinheiten der hergestellten Waren des jeweiligen KN-Codes gemäß der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87.

(5) Für die KN-Codes 2523 10 00, 2523 21 00, 2523 29 00 und 2523 90 00 sind die in den hergestellten Waren der jeweiligen KN-Codes enthaltenen Tonnen Klinker die funktionelle Einheit.

(6) Werden Waren, für die dieselbe funktionelle Einheit gilt, in einer Anlage auf verschiedenen Produktionswegen hergestellt, so ist ein einziges Herstellungsverfahren anzuwenden, das alle Produktionswege umfasst.

(7) Die Aufteilung einer Anlage in mehrere Anlagen mit dem Ergebnis, dass die Produktionswege, die normalerweise zu einem einzigen Herstellungsverfahren gehören, in verschiedenen Anlagen durchgeführt werden, ist nur zulässig, wenn die Betreiber triftige wirtschaftliche Gründe für diese Aufteilung nachweisen, die mit ihrer Geschäftstätigkeit im Zusammenhang stehen. Wirtschaftliche Gründe gelten als triftig, wenn die Umgehung der Verordnung (EU) 2023/956 nicht ihr Hauptzweck oder einer ihrer Hauptzwecke ist.

(8) Werden Waren, für die unterschiedliche funktionelle Einheiten gelten, im Rahmen derselben Vorgangs hergestellt, so können die Betreiber ein einziges multifunktionales Herstellungsverfahren festlegen. In diesem Fall gelten die Vorschriften für die Zuordnung gemäß Anhang III Abschnitt A.2. In den in Abschnitt A.4 des genannten Anhangs aufgeführten Fällen ist die Festlegung eines einzigen multifunktionalen Herstellungsverfahrens zwingend vorgeschrieben.

(9) Werden für komplexe Waren relevante Vorläuferstoffe in derselben Anlage hergestellt wie die komplexen Waren, und werden die jeweiligen Vorläuferstoffe nicht zum Weiterverkauf oder zur Verwendung in anderen Herstellungsverfahren weitergeleitet, kann die Herstellung von Vorläuferstoffen und komplexen Waren auch in einem gemeinsamen Herstellungsverfahren erfasst werden. In diesem Fall sind die Überwachung und Berechnung der grauen Emissionen von Vorläuferstoffen und komplexen Waren gemeinsam durchzuführen.

Artikel 5

Überwachungsmethodik auf Anlagenebene

(1) Die direkten Emissionen eines Herstellungsverfahrens werden gemäß den in Anhang II Abschnitte A und B festgelegten Überwachungsgrundsätzen und -methoden sowie unter Anwendung der in Abschnitt B des genannten Anhangs festgelegten Überwachungsmethodiken und -vorschriften bestimmt.

(2) Sind bei der Herstellung einer funktionellen Einheit Wärmeströme beteiligt, so gelten die Überwachungs- und Berechnungsvorschriften gemäß Anhang II Abschnitt C.

(3) Bei komplexen Waren sind die Emissionen der Vorläuferstoffe gemäß den Vorschriften in Anhang II Abschnitt E zu überwachen.

(4) Indirekte Emissionen sind durch Überwachung des Stromverbrauchs im betreffenden Herstellungsverfahren gemäß Anhang II Abschnitt D zu bestimmen.

(5) Die Betreiber erstellen für die Zwecke der Absätze 1 bis 4 einen Überwachungsplan, der mindestens die in Anhang II Abschnitt A.5 genannten Angaben enthält, und wenden diesen Plan an.

(6) Der Überwachungsplan ist in englischer Sprache vorzulegen.

Artikel 6

Zuordnung von Emissionen zu Waren

Die spezifischen grauen Emissionen von Waren werden bestimmt, indem die direkten und gegebenenfalls indirekten Emissionen der Herstellungsverfahren den spezifischen Waren gemäß Anhang III zugeordnet werden.

Artikel 7

Ermittlung des Berichtszeitraums

(1) Um die tatsächlichen mit einer Ware verbundenen grauen Emissionen zu bestimmen, ist der Berichtszeitraum, in dem die Ware hergestellt wurde, gemäß Unterabsatz 2 zu ermitteln.

Wurde eine Ware im Jahr 2026 eingeführt, so ist der Berichtszeitraum das Jahr 2026. Wurde eine Ware in einem anderen Jahr als 2026 eingeführt, so ist der Berichtszeitraum standardmäßig das Kalenderjahr, in dem die Waren eingeführt wurde. Liegen jedoch ausreichende Nachweise vor, um den tatsächlichen Zeitpunkt der Herstellung zu ermitteln, so ist der Berichtszeitraum der Zeitraum, in dem die Ware hergestellt wurde.

(2) Abweichend von Absatz 1 ist der Berichtszeitraum für in das Zollgebiet der Union eingeführten Strom das Jahr der Einfuhr.

Artikel 8

Verwendung von tatsächlichen Werten für Strom und indirekte Emissionen

(1) Die Nachweise für die Erfüllung der in Anhang IV Nummer 5 der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten Kriterien sind in Anhang II Abschnitt D.2.4 der vorliegenden Verordnung aufgeführt.

(2) Die Nachweise für die Erfüllung der in Anhang IV Nummer 6 der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten Kriterien sind in Anhang II Abschnitt D.4.3 der vorliegenden Verordnung aufgeführt.

(3) Um nachzuweisen, dass die in Absatz 1 dieses Artikels genannten Kriterien erfüllt sind, gibt der Betreiber im Emissionsbericht des Anlagenbetreibers an, dass die Kriterien gemäß Anhang IV Nummer 5 Unterabsatz 1 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2023/956 und gegebenenfalls gemäß Nummer 5 Unterabsatz 1 Buchstabe b des genannten Anhangs hinsichtlich der direkten Verbindung zwischen der Stromerzeugungsanlage und dem Übertragungsnetz der Union erfüllt sind. Die Betreiber übermitteln der Prüfstelle die in Anhang II Abschnitt D.2.4 dieser Verordnung aufgeführten Nachweise, die diese Angabe belegen.

(4) Um nachzuweisen, dass die in Absatz 1 dieses Artikels genannten Kriterien erfüllt sind, gibt der Betreiber außerdem in einem Addendum zum Emissionsbericht des Anlagenbetreibers — das für jeden zugelassenen CBAM-Anmelder, der Strom aus der Anlage dieses Betreibers eingeführt hat und die tatsächlichen Werte für diesen Strom verwenden möchte, gesondert erstellt wird — für jeden der zugelassenen CBAM-Anmelder an, dass die Kriterien gemäß Anhang IV Nummer 5 Unterabsatz 1 Buchstaben a und d der Verordnung (EU) 2023/956 und gegebenenfalls gemäß Nummer 5 Unterabsatz 1 Buchstabe b des genannten Anhangs in Bezug auf das Nichtvorliegen eines physischen Netzwerkengpasses erfüllt sind. Der Betreiber gibt in dem für jeden zugelassenen CBAM-Anmelder erstellten Addendum auch die von dem betreffenden zugelassenen CBAM-Anmelder eingeführte Strommenge an, für die die Kriterien gemäß Anhang IV Nummer 5 der Verordnung (EU) 2023/956 erfüllt sind, und legt der Prüfstelle die in Anhang II Abschnitt D.2.4 der vorliegenden Verordnung aufgeführten entsprechenden Nachweise vor, die diese Angabe belegen.

(5) Um nachzuweisen, dass die in Absatz 2 dieses Artikels genannten Kriterien erfüllt sind, gibt der Betreiber im Emissionsbericht des Anlagenbetreibers an, dass die Kriterien gemäß Anhang IV Nummer 6 der Verordnung (EU) 2023/956 erfüllt sind, und legt der Prüfstelle die in Anhang II Abschnitt D.4.3 der vorliegenden Verordnung aufgeführten Nachweise vor, die diese Angabe belegen.

(6) Die tatsächlichen grauen Emissionen von Strom und die tatsächlichen indirekten Emissionen sind nach den in Anhang II Abschnitt D festgelegten Vorschriften zu berechnen.

Artikel 9

Indirekte Emissionen bei Verwendung von Strom aus mehreren Quellen

(1) Bezieht eine Anlage, in der Waren hergestellt werden, die in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956, aber nicht in Anhang II der genannten Verordnung aufgeführt sind, in einem Berichtszeitraum Strom aus mehreren Quellen, und werden die tatsächlichen Emissionen für diese Waren gemeldet, so werden die indirekten grauen Emissionen der Waren als Standardwert bestimmt. Der Standardwert entspricht dem Durchschnitt der Emissionsfaktoren jeder Stromquelle, gewichtet nach dem Anteil des aus jeder Quelle bezogenen Stroms am gesamten in dieser Anlage verbrauchten Strom.

(2) Legen die Betreiber der Prüfstelle jedoch ausreichende Nachweise vor, aus denen hervorgeht, dass die Anlage, in der Waren hergestellt werden, die nicht in Anhang II der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführt sind, für ein bestimmtes Herstellungsverfahren nur Strom aus einer einzigen Quelle oder aus einer Teilmenge von Quellen verwendet hat, so werden die indirekten grauen Emissionen der in diesem Herstellungsverfahren hergestellten Waren auf der Grundlage des Emissionsfaktors dieser einzigen Quelle bzw. als Durchschnitt der Emissionsfaktoren jeder relevanten Stromquelle der Teilmenge bestimmt, gewichtet nach dem Anteil des aus jeder Quelle bezogenen Stroms an dem bei der Herstellung dieser Waren verbrauchten Stroms.

Artikel 10

Emissionsbericht des Anlagenbetreibers

(1) Erfolgt die Berechnung der grauen Emissionen auf der Grundlage der tatsächlichen Emissionen, so erstellen die Betreiber einen Emissionsbericht (im Folgenden „Emissionsbericht des Anlagenbetreibers“) sowie eine Zusammenfassung dieses Berichts, die mindestens die in den Vorlagen in Anhang IV Nummern 1.1 und 1.2 aufgeführten Angaben enthält. Erfolgt die Berechnung der grauen Emissionen von Strom auf der Grundlage der tatsächlichen Emissionen, so erstellen die Betreiber zusätzlich ein anmelderspezifisches Addendum zu dem Emissionsbericht des Anlagenbetreibers, das die in Nummer 1.1.1 des genannten Anhangs aufgeführten Angaben enthält.

(2) Sind Betreiber gemäß Artikel 10 der Verordnung (EU) 2023/956 im CBAM-Register registriert, so übermitteln sie den Emissionsbericht des Anlagenbetreibers, die Zusammenfassung und gegebenenfalls das anmelderspezifische Addendum über das CBAM-Register an die Prüfstelle.

(3) Sind die Betreiber nicht im CBAM-Register registriert, so übermitteln sie den Emissionsbericht des Anlagenbetreibers, die Zusammenfassung und gegebenenfalls das anmelderspezifische Addendum auf anderem Wege als über das CBAM-Register an die Prüfstelle.

(4) Der Emissionsbericht des Anlagenbetreibers ist in englischer Sprache vorzulegen.

KAPITEL 3

VERWENDUNG VON STANDARDWERTEN

Artikel 11

Standardwerte

(1) Werden die mit eingeführten Waren verbundenen Emissionen gemäß Artikel 7 Absatz 2 Buchstabe b der Verordnung (EU) 2023/956 auf der Grundlage von Standardwerten bestimmt, so werden die gemäß Anhang IV der genannten Verordnung festgelegten Standardwerte verwendet.

(2) Werden gemäß Artikel 15 die grauen Emissionen komplexer Waren auf der Grundlage von tatsächlichen Werten und die grauen Emissionen von bei der Herstellung dieser komplexen Waren verwendeten Vorläuferstoffen auf der Grundlage von Standardwerten bestimmt, so werden für diese Vorläuferstoffe die gemäß Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegten Standardwerte verwendet.

(3) Zur Bestimmung der spezifischen indirekten Emissionen werden die gemäß Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegten Standardwerte verwendet, es sei denn, es können die tatsächlichen Werte gemäß Artikel 8 verwendet werden.

(4) Zur Bestimmung der direkten grauen Emissionen von in das Zollgebiet der Union eingeführtem Strom werden die gemäß Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegten Standardwerte verwendet, es sei denn, es können die tatsächlichen Werte gemäß Artikel 8 verwendet werden.

(5) Die Kommission führt bis spätestens Dezember 2027 eine Überprüfung der Standardwerte durch.

Artikel 12

Alternative Standardwerte

Der zugelassene CBAM-Anmelder kann alternative Standardwerte gemäß Anhang IV Nummer 4.2.2, Nummer 4.3 und Nummer 7 der Verordnung (EU) 2023/956 verwenden, wenn die in Anhang II Abschnitt D.2.3 oder D.4.4 oder in Anhang V der vorliegenden Verordnung genannten Bedingungen erfüllt sind.

KAPITEL 4

BESONDERE VORSCHRIFTEN FÜR KOMPLEXE WAREN

Artikel 13

Berichtszeitraum für Vorläuferstoffe

Der Standardberichtszeitraum für einen Vorläuferstoff ist das Jahr, in dem die komplexe Ware hergestellt wurde. Legen die Betreiber der Prüfstelle jedoch ausreichende Nachweise vor, um den tatsächlichen Herstellungszeitpunkt zu ermitteln, so ist der Berichtszeitraum der Zeitraum, in dem der Vorläuferstoff hergestellt wurde.

Artikel 14

In verschiedenen Berichtszeiträumen oder in verschiedenen Anlagen hergestellte Vorläuferstoffe

(1) Bezieht eine Anlage, in der komplexe Waren hergestellt werden, von einer anderen Anlage Vorläuferstoffe eines bestimmten KN-Codes, die in verschiedenen Berichtszeiträumen hergestellt wurden, so sind die grauen Emissionen der komplexen Waren für den Teil der mit den Vorläuferstoffen dieses KN-Codes verbundenen grauen Emissionen als gewichteter Durchschnitt der mit den in den verschiedenen Berichtszeiträumen hergestellten Vorläuferstoffen dieses KN-Codes verbundenen grauen Emissionen zu bestimmen.

(2) Bezieht eine Anlage, in der komplexe Waren hergestellt werden, Vorläuferstoffe eines bestimmten KN-Codes von mehreren Anlagen, so sind die grauen Emissionen der komplexen Waren für den Teil der mit den Vorläuferstoffen dieses KN-Codes verbundenen grauen Emissionen standardmäßig als gewichteter Durchschnitt der mit den von den verschiedenen Anlagen bezogenen Vorläuferstoffen dieses KN-Codes verbundenen grauen Emissionen zu bestimmen.

(3) Legen die Betreiber der Prüfstelle ausreichende Nachweise vor, aus denen hervorgeht, dass von den Vorläuferstoffen eines bestimmten KN-Codes, die von mehreren Anlagen bezogen wurden, in der Anlage, in der die komplexen Waren hergestellt werden, für ein bestimmtes Herstellungsverfahren nur Vorläuferstoffe aus einer einzigen Anlage oder aus einer Teilmenge von Anlagen verwendet werden, so sind die grauen Emissionen dieser Vorläuferstoffe, die in den in diesem Herstellungsverfahren hergestellten Waren verwendet werden, auf der Grundlage der grauen Emissionen der Vorläuferstoffe aus dieser einzigen Anlage bzw. als gewichteter Durchschnitt der mit den von dieser Teilmenge von Anlagen bezogenen Vorläuferstoffen verbundenen grauen Emissionen zu bestimmen.

Artikel 15

Kombinierte Verwendung von tatsächlichen Werten und Standardwerten

Die spezifischen grauen Emissionen komplexer Waren können mittels Bestimmung der tatsächlichen Emissionen für die Herstellungsverfahren in der Anlage, in der die komplexen Waren hergestellt werden, und der Standardwerte für einen oder mehrere Vorläuferstoffe der komplexen Waren berechnet werden.

KAPITEL 5

SCHLUSSBESTIMMUNG

Artikel 16

Inkrafttreten

Diese Verordnung tritt am dritten 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 10. Dezember 2025

Für die Kommission
Die Präsidentin
Ursula VON DER LEYEN

ANHANG I

Begriffsbestimmungen, funktionelle Einheit und Systemgrenzen

1. BEGRIFFSBESTIMMUNGEN

Für die Zwecke dieses Anhangs und der Anhänge II bis VII bezeichnet der Begriff

1. „Unsicherheit“ ein sich auf das Ergebnis einer Größenbestimmung beziehender Parameter, der die Streuung der Werte charakterisiert, die dieser Größe wahrscheinlich zugeschrieben werden können, einschließlich der Effekte durch systematische und zufällig auftretende Einflussfaktoren, ausgedrückt als Abweichung der auftretenden Werte vom Mittelwert in Prozent unter Ansatz eines Konfidenzintervalls von 95 %, wobei jede Asymmetrie der Werteverteilung berücksichtigt wird;

2. „Emissionen aus der Verbrennung“ Treibhausgasemissionen, die bei der exothermen Reaktion eines Brennstoffs mit Sauerstoff entstehen;

3. „Emissionsfaktor“ die durchschnittliche Rate der Emissionen eines Treibhausgases bezogen auf die Tätigkeitsdaten für einen Stoffstrom, wobei bei der Verbrennung von einer vollständigen Oxidation und bei allen anderen chemischen Reaktionen von einer vollständigen Umsetzung ausgegangen wird;

4. „Oxidationsfaktor“ das Verhältnis des infolge der Verbrennung zu CO_2 oxidierten Kohlenstoffs zu dem im Brennstoff insgesamt enthaltenen Kohlenstoff, ausgedrückt als Bruchteil von eins; dabei wird das in die Atmosphäre emittierte Kohlenmonoxid (CO) als moläquivalente Menge CO_2 betrachtet;

5. „Umsetzungsfaktor“ das Verhältnis des als CO_2 emittierten Kohlenstoffs zu dem im Stoffstrom vor dem Emissionsprozess enthaltenen Kohlenstoff, ausgedrückt als Bruchteil von eins; dabei wird das in die Atmosphäre emittierte Kohlenmonoxid (CO) als moläquivalente Menge CO_2 betrachtet;

6. „Genauigkeit“ den Grad der Übereinstimmung zwischen dem Messergebnis und dem wahren Wert einer bestimmten Größe oder einem empirisch mithilfe von international anerkanntem und rückverfolgbarem Kalibriermaterial nach Standardmethoden bestimmten Referenzwert, wobei sowohl zufällig auftretende als auch systematische Einflussfaktoren berücksichtigt werden;

7. „Kalibrierung“ eine Reihe von Arbeitsschritten zum Abgleich von Messergebnissen eines Messinstruments oder Messsystems oder von Werten eines Prüfnormals oder Referenzmaterials mit den entsprechenden Werten einer auf einen Referenzstandard rückführbaren Bezugsgröße unter vorgegebenen Bedingungen;

8. „konservativ“ die Tatsache, dass eine Reihe von auf Sicherheit bedachten Annahmen gewährleisten soll, dass die gemeldeten Emissionen nicht zu niedrig und die Strom- oder Wärmeerzeugung oder Warenherstellung nicht zu hoch geschätzt werden;

9. „Biomasse“ Biomasse im Sinne des Artikels 2 Nummer 24 der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]); dies schließt flüssige Biobrennstoffe und Biokraftstoffe im Sinne von Artikel 2 Nummer 32 bzw. Nummer 33, Biomasse-Brennstoffe im Sinne von Artikel 2 Nummer 27 und Biogas im Sinne von Artikel 2 Nummer 28 der Richtlinie (EU) 2018/2001 ein;

10. „Abfall“ jeden Stoff oder Gegenstand, dessen sich sein Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss, mit Ausnahme von Stoffen, die absichtlich verändert oder kontaminiert wurden, um dieser Definition zu entsprechen;

11. „Reststoff“ einen Stoff, der kein Endprodukt ist, dessen Produktion durch das Herstellungsverfahren unmittelbar angestrebt wird; er stellt nicht das primäre Ziel des Herstellungsverfahrens dar, und das Verfahren wurde nicht absichtlich geändert, um ihn zu produzieren;

12. „Reststoffe aus Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft“ Reststoffe, die unmittelbar in der Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft entstanden sind; sie umfassen keine Reststoffe aus damit verbundenen Wirtschaftszweigen oder aus der Verarbeitung;

([1]) 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).

13. „gesetzliche messtechnische Kontrolle“ die von einer Behörde oder Regulierungsstelle ausgeübte Kontrolle der für den Anwendungsbereich eines Messgeräts aus Gründen des öffentlichen Interesses, des Gesundheitsschutzes, der öffentlichen Sicherheit und Ordnung, des Umweltschutzes, der Erhebung von Steuern und Abgaben, des Verbraucherschutzes und des lauteren Handels vorgesehenen Messaufgaben;

14. „Datenflussaktivitäten“ Aktivitäten im Zusammenhang mit der Erhebung, Verarbeitung und Verwaltung von Daten, die für die Erstellung eines Emissionsberichts anhand von Daten aus Primärquellen benötigt werden;

15. „unterer Heizwert“ (NCV) die bei vollständiger Verbrennung eines Brennstoffs oder Materials mit Sauerstoff unter Standardbedingungen als Wärme freigesetzte spezifische Energiemenge abzüglich der Verdampfungswärme des Wasserdampfs von etwa gebildetem Wasser;

16. „Prozessemissionen“ Treibhausgasemissionen, bei denen es sich nicht um Emissionen aus der Verbrennung handelt und die infolge einer beabsichtigten oder unbeabsichtigten Reaktion zwischen Stoffen oder ihrer Umwandlung entstehen, deren Hauptzweck nicht die Wärmeerzeugung ist, einschließlich aus folgenden Prozessen:

    a) chemische, elektrolytische oder pyrometallurgische Reduktion von Metallverbindungen in Erzen, Konzentraten und Sekundärstoffen;

    b) Entfernung von Unreinheiten aus Metallen und Metallverbindungen;

    c) Zersetzung von Karbonaten, einschließlich Karbonaten für die Abgaswäsche;

    d) chemische Synthesen von Produkten und Zwischenprodukten, bei denen das kohlenstoffhaltige Material an der Reaktion teilnimmt;

    e) Verwendung kohlenstoffhaltiger Zusatzstoffe oder Rohstoffe;

    f) chemische oder elektrolytische Reduktion von Halbmetalloxiden oder Nichtmetalloxiden wie Siliciumoxiden und Phosphaten.

17. „Charge“ eine bestimmte Brennstoff- oder Materialmenge, die als Einzellieferung oder kontinuierlich über einen bestimmten Zeitraum hinweg repräsentativ beprobt, charakterisiert und weitergeleitet wird;

18. „Materialgemisch“ ein Material, das sowohl Biomasse als auch fossilen Kohlenstoff enthält;

19. „vorläufiger Emissionsfaktor“ den angenommenen Gesamtemissionsfaktor eines Brennstoffs oder Materials, basierend auf dem Kohlenstoffgehalt seines Biomasseanteils und seines fossilen Anteils vor der Multiplikation mit dem fossilen Anteil zwecks Bestimmung des Emissionsfaktors;

20. „fossiler Anteil“ das Verhältnis von fossilem Kohlenstoff zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs oder Materials, ausgedrückt als Bruchteil;

21. „Biomasseanteil“ das Verhältnis des aus Biomasse stammenden Kohlenstoffs zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs oder Materials, ausgedrückt als Bruchteil;

22. „kontinuierliche Emissionsmessung“ eine Reihe von Arbeitsschritten zur Bestimmung des Werts einer Größe durch periodische Einzelmessungen, wobei entweder Messungen im Kamin oder extraktive Messungen (Positionierung des Messgeräts in der Nähe des Kamins) vorgenommen werden; diese Art der Messung umfasst nicht die Entnahme einzelner Proben aus dem Kamin;

23. „inhärentes CO_2“ CO_2, das Teil eines Stoffstroms ist;

24. „fossiler Kohlenstoff“ anorganischen und organischen Kohlenstoff, bei dem es sich nicht um Biomasse handelt;

25. „Messstelle“ die Emissionsquelle, deren Emissionen mithilfe eines Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung gemessen werden, oder den Querschnitt eines Pipelinesystems, dessen CO_2-Fluss mithilfe von Systemen zur kontinuierlichen Emissionsmessung ermittelt wird;

26. „diffuse Emissionen“ unregelmäßige oder unbeabsichtigte Emissionen aus nicht lokalisierten Quellen oder aus Quellen, die zu vielfältig oder zu klein sind, um einzeln überwacht zu werden;

27. „Standardbedingungen“ die Standardtemperatur von 273,15 K und den Standarddruck von 101 325 Pa, die einen Normkubikmeter (Nm^3) definieren;

28. „Proxywerte“ empirisch oder aus anerkannten Quellen hergeleitete Jahreswerte, die ein Betreiber anstelle eines Datensatzes einsetzt, um eine vollständige Berichterstattung zu gewährleisten;

29. „messbare Wärme“ einen über einen Wärmeträger (insbesondere Dampf, Heißluft, Wasser, Öl, Flüssigmetalle und Salze) durch erkennbare Rohre oder Leitungen transportierten Nettowärmestrom, für den ein Wärmezähler installiert wurde bzw. installiert werden könnte;

30. „Wärmezähler“ einen Wärmezähler oder jedes andere Gerät zur Messung und Aufzeichnung der erzeugten Menge thermischer Energie auf Basis der Durchflussmenge und der Temperaturen;

31. „nicht messbare Wärme“ jede Wärme mit Ausnahme messbarer Wärme;

32. „Restgas“ ein Gas, das unvollständig oxidierten gasförmigen Kohlenstoff unter Standardbedingungen enthält und aus einem der unter Nummer 16 aufgeführten Prozesse hervorgegangen ist;

33. „multifunktionaler Prozess“ einen Prozess, der mehrere Outputs liefert oder dessen Outputs in mehrere Herstellungsverfahren einfließen;

34. „Nebenerzeugnis“ eines von zwei oder mehr Erzeugnissen, die aus demselben Herstellungsverfahren stammen;

35. „nicht unter das CBAM fallende Ware“ jede in der Anlage hergestellte Ware, die nicht in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführt ist;

36. „Datensatz“ eine Datenart, je nach den Gegebenheiten entweder auf Ebene der Anlage oder des Herstellungsverfahrens, wie nachstehend genannt:

    a) die Menge von Brennstoffen oder Materialien, die in einem Herstellungsverfahren verbraucht oder erzeugt wird und für die auf Berechnung beruhende Überwachungsmethodik relevant ist, ausgedrückt in Terajoule, als Masse in Tonnen oder — bei Gasen — als Volumen in Normkubikmetern, einschließlich Restgasen;

    b) ein Berechnungsfaktor:

    c) die Nettomenge der messbaren Wärme und Parameter, die für die Ermittlung dieser Menge relevant sind, insbesondere

        — der Wärmefluss des Wärmeträgers und

        — die Enthalpie des übermittelten und zurückgeleiteten Wärmeträgers, die durch Zusammensetzung, Temperatur, Druck und Sättigung spezifiziert wird;

    d) die Mengen nicht messbarer Wärme, die durch die relevanten Mengen der für die Wärmeerzeugung verwendeten Brennstoffe spezifiziert werden, und der NCV des Brennstoffmixes;

    e) die Strommengen;

    f) die Mengen CO_2, die zwischen Anlagen übertragen werden;

    g) die Mengen der von außerhalb des Herstellungsverfahrens bezogenen Vorläuferstoffe und deren relevante Parameter, etwa Ursprungsland, verwendeter Produktionsweg, spezifische direkte und indirekte Emissionen;

37. „Mindestanforderungen“ Überwachungsmethoden zur Datenbestimmung für die Zwecke der Verordnung (EU) 2023/956, die mit dem zulässigen Mindestaufwand akzeptable Emissionsdaten liefern;

38. „empfohlene Verbesserungen“ bewährte Überwachungsmethoden, die genauere oder weniger fehlerträchtige Daten liefern als bei bloßer Erfüllung der Mindestanforderungen;

39. „Kontrollsystem“ die vom Betreiber durchgeführte Risikobewertung und die Gesamtheit seiner Kontrolltätigkeiten, einschließlich deren fortlaufender Verwaltung, die ein Betreiber gemäß Anhang II Abschnitt A.2 eingeführt, dokumentiert, angewendet und aufrechterhalten hat.

2. ZUORDNUNG DER KN-CODES ZU DEN ZUSAMMENGEFASSTEN WARENKATEGORIEN

In Tabelle 1 dieses Abschnitts sind die zusammengefassten Warenkategorien für alle in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten KN-Codes festgelegt. Diese Kategorien werden verwendet, um die Systemgrenzen von Herstellungsverfahren für die in Anhang I der genannten Verordnung aufgeführten Waren festzulegen.

Tabelle 1

Zuordnung der KN-Codes zu zusammengefassten Warenkategorien

KN-Code	Zusammengefasste Warenkategorie	Treibhausgas
Zement		
2507 00 80 — Anderer kaolinhaltiger Ton und Lehm	**Gebrannter Ton und Lehm**	Kohlendioxid
2523 10 00 — Zementklinker	**Zementklinker**	Kohlendioxid
2523 21 00 — weißer Portlandzement, auch künstlich gefärbt 2523 29 00 — anderer Portlandzement 2523 90 00 — anderer Zement	**Zement**	Kohlendioxid
2523 30 00 — Tonerdezement	**Tonerdezement**	Kohlendioxid
Strom		
2716 00 00 — Elektrischer Strom	**Strom**	Kohlendioxid
Düngemittel		
2808 00 00 — Salpetersäure; Nitriersäuren	**Salpetersäure**	Kohlendioxid und Distickstoffoxid
3102 10 — Harnstoff, auch in wässriger Lösung	**Harnstoff**	Kohlendioxid
2814 — Ammoniak, wasserfrei oder in wässriger Lösung	**Ammoniak**	Kohlendioxid
2834 21 00 — Kaliumnitrat 3102 — Mineralische oder chemische Stickstoffdüngemittel außer 3102 10 (Harnstoff) 3105 — Mineralische oder chemische Düngemittel, zwei oder drei der düngenden Stoffe Stickstoff, Phosphor und Kalium enthaltend; andere Düngemittel – Außer: 3105 60 00 — mineralische oder chemische Düngemittel, die beiden düngenden Stoffe Phosphor und Kalium enthaltend	**Gemischte Düngemittel**	Kohlendioxid und Distickstoffoxid
Eisen und Stahl		
2601 12 00 — Agglomerierte Eisenerze und ihre Konzentrate, ausgenommen Schwefelkiesabbrände	**Eisenerzsinter**	Kohlendioxid
7201 — Roheisen und Spiegeleisen, in Masseln, Blöcken oder anderen Rohformen Hierunter können einige Waren aus 7205 fallen (Körner und Pulver, aus Roheisen, Spiegeleisen, Eisen oder Stahl)	**Roheisen**	Kohlendioxid
7202 1 — Ferromangan	**FeMn**	Kohlendioxid

KN-Code	Zusammengefasste Warenkategorie	Treibhausgas
7202 4 — Ferrochrom	**FeCr**	Kohlendioxid
7202 6 — Ferronickel	**FeNi**	Kohlendioxid
7203 — Durch Direktreduktion aus Eisenerzen hergestellte Eisenerzeugnisse und anderer Eisenschwamm	**Eisenschwamm (DRI)**	Kohlendioxid
7206 — Eisen und nicht legierter Stahl, in Rohblöcken (Ingots) oder anderen Rohformen, ausgenommen Eisen der Position 7203 7207 — Halbzeug aus Eisen oder nicht legiertem Stahl 7218 — Nicht rostender Stahl in Rohblöcken (Ingots) oder anderen Rohformen; Halbzeug aus nicht rostendem Stahl 7224 — Anderer legierter Stahl in Rohblöcken (Ingots) oder anderen Rohformen; Halbzeug aus anderem legierten Stahl	**Rohstahl**	Kohlendioxid
7205 — Körner und Pulver, aus Roheisen, Spiegeleisen, Eisen oder Stahl (falls nicht unter die Kategorie Roheisen fallend) 7208 — Flachgewalzte Erzeugnisse aus Eisen oder nicht legiertem Stahl, mit einer Breite von 600 mm oder mehr, warmgewalzt, weder plattiert noch überzogen 7209 — Flachgewalzte Erzeugnisse aus Eisen oder nicht legiertem Stahl, mit einer Breite von 600 mm oder mehr, kaltgewalzt, weder plattiert noch überzogen 7210 — Flachgewalzte Erzeugnisse aus Eisen oder nicht legiertem Stahl, mit einer Breite von 600 mm oder mehr, plattiert oder überzogen 7211 — Flachgewalzte Erzeugnisse aus Eisen oder nicht legiertem Stahl, mit einer Breite von weniger als 600 mm, weder plattiert noch überzogen 7212 — Flachgewalzte Erzeugnisse aus Eisen oder nicht legiertem Stahl, mit einer Breite von weniger als 600 mm, plattiert oder überzogen 7213 — Walzdraht aus Eisen oder nicht legiertem Stahl: 7214 — Stabstahl aus Eisen oder nicht legiertem Stahl, nur geschmiedet, nur warmgewalzt, nur warmgezogen oder nur warmstranggepresst, auch nach dem Walzen verwunden 7215 — Anderer Stabstahl aus Eisen oder nicht legiertem Stahl 7216 — Profile aus Eisen oder nicht legiertem Stahl 7217 — Draht aus Eisen oder nicht legiertem Stahl 7219 — Flachgewalzte Erzeugnisse aus nicht rostendem Stahl, mit einer Breite von 600 mm oder mehr 7220 — Flachgewalzte Erzeugnisse aus nicht rostendem Stahl, mit einer Breite von weniger als 600 mm 7221 — Walzdraht aus nicht rostendem Stahl 7222 — Stabstahl und Profile, aus nicht rostendem Stahl 7223 — Draht aus nicht rostendem Stahl 7225 — Flachgewalzte Erzeugnisse aus anderem legierten Stahl, mit einer Breite von 600 mm oder mehr 7226 — Flachgewalzte Erzeugnisse aus anderem legierten Stahl, mit einer Breite von weniger als 600 mm	**Eisen- oder Stahlerzeugnisse**	Kohlendioxid

KN-Code	Zusammengefasste Warenkategorie	Treibhausgas
7227 — Walzdraht aus anderem legierten Stahl 7228 — Stabstahl und Profile, aus anderem legierten Stahl; Hohlbohrerstäbe aus legiertem oder nicht legiertem Stahl 7229 — Draht aus anderem legierten Stahl 7301 — Spundwanderzeugnisse aus Eisen oder Stahl, auch gelocht oder aus zusammengesetzten Elementen hergestellt; durch Schweißen hergestellte Profile aus Eisen oder Stahl 7302 — Oberbaumaterial für Bahnen, aus Eisen oder Stahl, wie Schienen, Leitschienen und Zahnstangen, Weichenzungen, Herzstücke, Zungenverbindungsstangen und anderes Material für Kreuzungen oder Weichen, Bahnschwellen, Laschen, Schienenstühle, Winkel, Unterlagsplatten, Klemmplatten, Spurplatten und Spurstangen, und anderes für das Verlegen, Zusammenfügen oder Befestigen von Schienen besonders hergerichtetes Material 7303 — Rohre und Hohlprofile, aus Gusseisen 7304 — Rohre und Hohlprofile, nahtlos, aus Eisen (ausgenommen Gusseisen) oder Stahl 7305 — Andere Rohre (z. B. geschweißt oder genietet) mit kreisförmigem Querschnitt und einem äußeren Durchmesser von mehr als 406,4 mm, aus Eisen oder Stahl 7306 — Andere Rohre und Hohlprofile (z. B. geschweißt, genietet, gefalzt oder mit einfach aneinander gelegten Rändern), aus Eisen oder Stahl 7307 — Rohrformstücke, Rohrverschlussstücke und Rohrverbindungsstücke (z. B. Bogen, Muffen), aus Eisen oder Stahl 7308 — Konstruktionen und Konstruktionsteile (z. B. Brücken und Brückenelemente, Schleusentore, Türme, Gittermaste, Pfeiler, Säulen, Gerüste, Dächer, Dachstühle, Tore, Türen, Fenster, und deren Rahmen und Verkleidungen, Tor- und Türschwellen, Tür- und Fensterläden, Geländer), aus Eisen oder Stahl, ausgenommen vorgefertigte Gebäude der Position 9406; zu Konstruktionszwecken vorgearbeitete Bleche, Stäbe, Profile, Rohre und dergleichen, aus Eisen oder Stahl 7309 — Sammelbehälter, Fässer, Bottiche und ähnliche Behälter, aus Eisen oder Stahl, für Stoffe aller Art (ausgenommen verdichtete oder verflüssigte Gase), mit einem Fassungsvermögen von mehr als 300 l, ohne mechanische oder wärmetechnische Einrichtungen, auch mit Innenauskleidung oder Wärmeschutzverkleidung 7310 — Sammelbehälter, Fässer, Trommeln, Kannen, Dosen und ähnliche Behälter, aus Eisen oder Stahl, für Stoffe aller Art (ausgenommen verdichtete oder verflüssigte Gase), mit einem Fassungsvermögen von 300 l oder weniger, ohne mechanische oder wärmetechnische Einrichtungen, auch mit Innenauskleidung oder Wärmeschutzverkleidung 7311 — Behälter aus Eisen oder Stahl, für verdichtete oder verflüssigte Gase 7318 — Schrauben, Bolzen, Muttern, Schwellenschrauben, Schraubhaken, Nieten, Splinte, Keile, Unterlegscheiben (einschließlich Federringe und -scheiben) und ähnliche Waren, aus Eisen oder Stahl 7326 — Andere Waren aus Eisen oder Stahl		
Aluminium		
7601 — Aluminium in Rohform	**Aluminium in Rohform**	Kohlendioxid und perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFC)

KN-Code	Zusammengefasste Warenkategorie	Treibhausgas
7603 — Pulver und Flitter, aus Aluminium 7604 — Stangen (Stäbe) und Profile, aus Aluminium 7605 — Draht aus Aluminium 7606 — Bleche und Bänder, aus Aluminium, mit einer Dicke von mehr als 0,2 mm 7607 — Folien und dünne Bänder, aus Aluminium (auch bedruckt oder auf Papier, Pappe, Kunststoff oder ähnlichen Unterlagen), mit einer Dicke (ohne Unterlage) von 0,2 mm oder weniger 7608 — Rohre aus Aluminium 7609 00 00 — Rohrformstücke, Rohrverschlussstücke und Rohrverbindungsstücke (z. B. Bogen, Muffen), aus Aluminium 7610 — Konstruktionen und Konstruktionsteile (z. B. Brücken und Brückenelemente, Türme, Gittermaste, Pfeiler, Säulen, Gerüste, Dächer, Dachstühle, Tore, Türen, Fenster, und deren Rahmen und Verkleidungen, Tor- und Türschwellen, Geländer), aus Aluminium, ausgenommen vorgefertigte Gebäude der Position 9406; zu Konstruktionszwecken vorgearbeitete Bleche, Stangen (Stäbe), Profile, Rohre und dergleichen, aus Aluminium 7611 00 00 — Sammelbehälter, Fässer, Bottiche und ähnliche Behälter, aus Aluminium, für Stoffe aller Art (ausgenommen verdichtete oder verflüssigte Gase), mit einem Fassungsvermögen von mehr als 300 l, ohne mechanische oder wärmetechnische Einrichtungen, auch mit Innenauskleidung oder Wärmeschutzverkleidung 7612 — Sammelbehälter, Fässer, Trommeln, Kannen, Dosen und ähnliche Behälter (einschließlich Verpackungsröhrchen und Tuben), aus Aluminium, für Stoffe aller Art (ausgenommen verdichtete oder verflüssigte Gase), mit einem Fassungsvermögen von 300 l oder weniger, ohne mechanische oder wärmetechnische Einrichtungen, auch mit Innenauskleidung oder Wärmeschutzverkleidung 7613 00 00 — Behälter aus Aluminium für verdichtete oder verflüssigte Gase 7614 — Litzen, Kabel, Seile und ähnliche Waren, aus Aluminium, ausgenommen isolierte Erzeugnisse für die Elektrotechnik 7616 — Andere Waren aus Aluminium	**Aluminiumerzeugnisse**	Kohlendioxid und perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFC)
Chemikalien		
2804 10 00 0 — Wasserstoff	**Wasserstoff**	Kohlendioxid

3. FUNKTIONELLE EINHEIT UND SYSTEMGRENZEN

3.1. **Sektorübergreifende Vorschriften**

Spezifische graue Emissionen sind als Emissionen des Herstellungsverfahrens und bei komplexen Waren als graue Emissionen der Vorläuferstoffe zur Herstellung der funktionellen Einheit der Ware im Berichtszeitraum zu berechnen.

Die Systemgrenzen werden nach zusammengefassten Warenkategorien festgelegt und umschließen die direkten Emissionen, gegebenenfalls die indirekten Emissionen aus dem Stromverbrauch gemäß der Verordnung (EU) 2023/956, die von allen direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozessen emittiert werden, sowie die grauen Emissionen von Vorläuferstoffen, unabhängig davon, ob diese Vorläuferstoffe in der Anlage hergestellt oder von einer anderen Anlage bezogen werden. Zusätzlich zu diesen allgemeinen Vorschriften sind die Einzelheiten der jeweiligen zusammengefassten Warenkategorien in den Nummern 3.2 bis 3.19 aufgeführt. Alle CBAM-Waren, die mittels eines nicht in den Nummern 3.2 bis 3.19 aufgeführten Produktionswegs hergestellt werden, unterliegen den in dieser Nummer beschriebenen sektorübergreifenden Vorschriften bzw. den sektorspezifischen Vorschriften, wenn es sich bei dem Produktionsweg um eine Kombination der in den Nummern 3.2 bis 3.19 aufgeführten Produktionswege handelt.

Der Erwerb und die Instandhaltung von Infrastruktur und Ausrüstung sind von den Systemgrenzen ausgenommen.

Umfasst das Herstellungsverfahren komplexer Waren, die in Anhang II der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführt sind, einen oder mehrere Vorläuferstoffe, die nicht in dem genannten Anhang aufgeführt sind, so werden die indirekten Emissionen dieser Vorläuferstoffe in die Berechnung der grauen Emissionen der komplexen Waren einbezogen. Umfasst das Herstellungsverfahren komplexer Waren, die nicht in dem genannten Anhang aufgeführt sind, einen oder mehrere der in dem genannten Anhang aufgeführten Vorläuferstoffe, so werden die indirekten Emissionen dieser Vorläuferstoffe nicht in die Berechnung der grauen Emissionen der komplexen Waren einbezogen.

3.2. **Gebrannter Ton und Lehm**

3.2.1. *Besondere Bestimmungen*

Keine

3.2.2. *Systemgrenze*

Für gebrannten Ton umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, wie Rohmaterialaufbereitung, Mischen, Trocknen und Kalzinieren sowie Abgaswäsche.

— CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen und Rohmaterialien, soweit relevant.

3.3. **Zementklinker**

3.3.1. *Besondere Bestimmungen*

Zwischen Grau- und Weißzementklinker wird nicht unterschieden.

3.3.2. *Systemgrenze*

Für Zementklinker ist bei der Überwachung der direkten Emissionen Folgendes zu berücksichtigen:

— die Kalzinierung von Kalkstein und anderen Karbonaten in den Rohstoffen, konventionelle fossile Ofenbrennstoffe, alternative fossile Ofenbrennstoffe und Rohstoffe, Ofenbrennstoffe mit biogenem Anteil (Abfallbrennstoffe), andere Brennstoffe als Ofenbrennstoffe, Gehalt an nicht karbonatischem Kohlenstoff in Rohstoffen oder alternative Rohmaterialien wie Flugasche, die im Rohmehl im Ofen verwendet werden, sowie Rohmaterial für die Abgaswäsche;

— die zusätzlichen Bestimmungen in Anhang II Abschnitt B.9.2.

3.4. **Zement**

3.4.1. *Besondere Bestimmungen*

Keine.

3.4.2. *Systemgrenze*

Für Zement ist bei der Überwachung der direkten Emissionen Folgendes zu berücksichtigen:

— alle Prozesse, die direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbunden sind, soweit für die Materialtrocknung relevant.

3.5. **Tonerdezement**

3.5.1. *Besondere Bestimmungen*

Keine.

3.5.2. *Systemgrenze*

Für Tonerdezement ist bei der Überwachung der direkten Emissionen Folgendes zu berücksichtigen:

— alle Prozesse, die direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbunden sind, bei denen Brennstoffe verbrannt werden;

— Prozessemissionen aus Karbonaten in Rohmaterialien (falls zutreffend) sowie Abgaswäsche.

3.6. **Wasserstoff**

3.6.1. *Besondere Bestimmungen*

Zu berücksichtigen ist nur die Herstellung von reinem Wasserstoff oder Mischungen von Wasserstoff und Stickstoff zur Verwendung in der Ammoniakherstellung. Nicht hierunter fällt der Verbrauch von Synthesegas oder Wasserstoff als Vorläuferstoff in Raffinerien oder Anlagen zur Herstellung von organischen Chemikalien, soweit Wasserstoff ausschließlich in den betreffenden Anlagen und nicht zur Herstellung von in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten Waren verwendet wird.

3.6.2. *Systemgrenze*

3.6.2.1. Dampfreformierung und partielle Oxidation

Für diese Produktionswege ist bei der Überwachung der direkten Emissionen Folgendes zu berücksichtigen:

— alle Prozesse, die direkt oder indirekt mit der Wasserstoffherstellung und der Trennung von Wasserstoff und Kohlenmonoxid verbunden sind, sowie die Abgaswäsche;

— alle im Wasserstoffherstellungsprozess verwendeten Brennstoffe, unabhängig von ihrer energetischen oder nichtenergetischen Verwendung, sowie für andere Verbrennungsprozesse verwendete Brennstoffe, auch zum Zweck der Heißwasser- oder Dampfbereitung.

3.6.2.2. Steamcracken

Für diesen Produktionsweg ist bei der Überwachung der direkten Emissionen Folgendes zu berücksichtigen:

— alle Prozesse, die direkt mit der Wasserstoffherstellung verbunden sind;

— alle Prozesse, die direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbunden sind, sowie die Abgaswäsche.

3.7. **Ammoniak**

3.7.1. *Besondere Bestimmungen*

Keine

3.7.2. *Systemgrenze*

3.7.2.1. Haber-Bosch-Verfahren mit Dampfreformierung von Erdgas oder Biogas

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

— alle Prozesse, die direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbunden sind, sowie die Abgaswäsche;

— zu überwachen sind alle Brennstoffe, unabhängig davon, ob sie als energetischer oder nicht energetischer Input verwendet werden;

— wird Biogas verwendet, die Bestimmungen in Anhang II Abschnitt B.3.3.

3.7.2.2. Haber-Bosch-Verfahren mit Vergasung von Kohle oder anderen Brennstoffen

Dieser Produktionsweg kommt zum Einsatz, wenn Wasserstoff durch Vergasung von Kohle, schweren Raffineriebrennstoffen oder anderem fossilen Ausgangsmaterial hergestellt wird. Zu den Input-Materialien kann Biomasse gehören, für die die Bestimmungen in Anhang II Abschnitt B.3.3 zu berücksichtigen sind.

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

— alle Prozesse, die direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbunden sind, sowie die Abgaswäsche;

— jeder Brennstoff-Input ist als ein Brennstoffstrom zu überwachen, unabhängig davon, ob er als energetischer oder nichtenergetischer Input verwendet wird.

3.8. **Salpetersäure**

3.8.1. *Besondere Bestimmungen*

Keine.

3.8.2. *Systemgrenze*

Für Salpetersäure ist bei der Überwachung der direkten Emissionen Folgendes zu berücksichtigen:

— alle Prozesse, die direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbunden sind, sowie die Abgaswäsche;

— alle N_2O emittierenden Quellen im Herstellungsverfahren, einschließlich ungeminderter und geminderter Emissionen. Etwaige N_2O-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen sind von der Überwachung ausgenommen.

3.9. **Harnstoff**

3.9.1. *Besondere Bestimmungen*

Keine.

3.9.2. *Systemgrenze*

Für Harnstoff ist bei der Überwachung der direkten Emissionen Folgendes zu berücksichtigen:

— alle Prozesse, die direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbunden sind, sowie die Abgaswäsche;

— wird CO_2 von einer anderen Anlage als Prozess-Input bezogen, so ist das bezogene CO_2 als Emission anzusehen, sofern es nicht bereits als Emission der Anlage berücksichtigt wurde, in der das CO_2 hergestellt wurde.

3.10. **Gemischte Düngemittel**

3.10.1. *Besondere Bestimmungen*

Dieser Abschnitt findet Anwendung auf die Herstellung aller Arten von stickstoffhaltigen Düngemitteln, einschließlich Ammoniumnitrat, Kalkammonsalpeter, Ammoniumsulfat, Ammoniumphosphate, Lösungen von Harnstoff und Ammoniumnitrat sowie NP-Dünger (Stickstoff und Phosphor), NK-Dünger (Stickstoff und Kalium) und NPK-Dünger (Stickstoff, Phosphor, Kalium). Er gilt für alle Vorgänge wie Mischen, Neutralisieren, Granulieren, Prillieren, unabhängig davon, ob es sich nur um ein physisches Mischen handelt oder ob chemische Reaktionen stattfinden.

Die Mengen der verschiedenen Stickstoffverbindungen, die im Endprodukt enthalten sind, sind gemäß der Verordnung (EU) 2019/1009 des Europäischen Parlaments und des Rates ([2]) aufzuzeichnen:

— N-Gehalt als Ammonium (NH_4^+);

— N-Gehalt als Nitrat (NO_3^-);

— N-Gehalt als Harnstoff;

— N-Gehalt in anderen (organischen) Formen.

3.10.2. *Systemgrenze*

Für gemischte Düngemittel umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, wie Trocknen und Erwärmung von Input-Materialien sowie Abgaswäsche.

3.11. **Eisenerzsinter**

3.11.1. *Besondere Bestimmungen*

Diese zusammengefasste Warenkategorie umfasst alle Arten der Herstellung von Eisenerzpellets (zum Verkauf als Pellets wie auch zur direkten Verwendung in derselben Anlage) und die Sintererzeugung. Auch als Vorläuferstoffe für Ferrochrom (FeCr), Ferromangan (FeMn) oder Ferronickel (FeNi) verwendete Eisenerze können erfasst sein, soweit sie unter den KN-Code 2601 12 00 fallen.

3.11.2. *Systemgrenze*

Für Eisenerzsinter umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

— alle Prozesse, bei denen CO_2 aus Prozessmaterialien wie Kalkstein und anderen Karbonaten oder karbonatischen Erzen emittiert wird;

— alle Prozesse, bei denen CO_2 aus allen Brennstoffen einschließlich Koks, Restgasen wie Kokereigas, Hochofengas oder Konvertergas emittiert wird, die direkt oder indirekt mit dem Herstellungsverfahren verbunden sind, und aus den für die Abgaswäsche verwendeten Materialien.

3.12. **FeMn (Ferromangan), FeCr (Ferrochrom) und FeNi (Ferronickel)**

3.12.1. *Besondere Bestimmungen*

Dieser Prozess umfasst nur die Herstellung der Legierungen der KN-Codes 7202 1, 7202 4 und 7202 6. Andere Eisenmaterialien mit erheblichem Legierungsgehalt (wie Spiegeleisen) sind nicht erfasst. NPI (Nickelroheisen) fällt darunter, sofern der Nickelgehalt mehr als 10 % beträgt.

Werden Restgase oder andere Abgase ungemindert emittiert, wird das im Restgas enthaltene CO als moläquivalente Menge CO_2-Emissionen betrachtet.

3.12.2. *Systemgrenze*

Für FeMn, FeCr und FeNi umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, die CO_2-Emissionen durch Brennstoff-Input verursachen, unabhängig davon, ob diese der energetischen oder nichtenergetischen Verwendung dienen;

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, die CO_2-Emissionen aus Prozess-Inputs wie Kalkstein und aus der Abgaswäsche verursachen;

([2]) Verordnung (EU) 2019/1009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit Vorschriften für die Bereitstellung von EU-Düngeprodukten auf dem Markt und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 1069/2009 und (EG) Nr. 1107/2009 sowie zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 2003/2003 (ABl. L 170, 25.6.2019, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2019/1009/oj)

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, die CO_2-Emissionen aus dem Verbrauch von Elektroden oder Elektrodenpasten verursachen;

— im Erzeugnis oder in Schlacken oder Abfällen verbleibenden Kohlenstoff, der durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Anhang II Abschnitt B.3.2 berücksichtigt wird.

3.13. **Roheisen**

3.13.1. *Besondere Bestimmungen*

Diese zusammengefasste Warenkategorie beinhaltet nichtlegiertes Roheisen aus Hochöfen sowie Roheisen, die eine Legierung enthalten (z. B. Spiegeleisen), unabhängig von der physikalischen Form (z. B. Ingots, Granulat). NPI (Nickelroheisen) fällt darunter, sofern der Nickelgehalt weniger als 10 % beträgt. In integrierten Stahlwerken ist das flüssige Roheisen („Heißmetall"), mit dem der Sauerstoffkonverter direktchargiert wird, das Produkt zwischen dem Roheisenherstellungsverfahren und dem Rohstahlherstellungsverfahren. Wenn die Anlage Roheisen nicht an andere Anlagen verkauft oder weiterleitet, kann ein gemeinsames Herstellungsverfahren eingeführt werden, das die Rohstahlherstellung umfasst und für das die Vorschriften des Artikels 4 gelten.

3.13.2. *Systemgrenze*

3.13.2.1. Produktionsweg: Hochofen

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, bei denen CO_2 aus Brennstoffen und Reduktionsmitteln wie Koks, Koksstaub, Kohle, Heizölen, Kunststoffabfällen, Erdgas, Holzabfällen, Holzkohle sowie aus Restgasen wie Kokereigas, Hochofengas oder Konvertergas emittiert wird;

— bei der Verwendung von Biomasse sind die Bestimmungen in Anhang II Abschnitt B.3.3 zu berücksichtigen;

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, bei denen CO_2 aus Prozessmaterialien wie Kalkstein, Magnesit und anderen Karbonaten oder karbonatischen Erzen emittiert wird; Materialien für die Abgaswäsche;

— im Erzeugnis oder in Schlacken oder Abfällen verbleibenden Kohlenstoff, der durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Anhang II Abschnitt B.3.2 berücksichtigt wird.

3.13.2.2. Schmelzreduktion

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, bei denen CO_2 aus Brennstoffen und Reduktionsmitteln wie Koks, Koksstaub, Kohle, Heizölen, Kunststoffabfällen, Erdgas, Holzabfällen, Holzkohle, Restgasen aus dem Prozess oder Konvertergas emittiert wird;

— bei der Verwendung von Biomasse sind die Bestimmungen in Anhang II Abschnitt B.3.3 zu berücksichtigen;

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, bei denen CO_2 aus Prozessmaterialien wie Kalkstein, Magnesit und anderen Karbonaten oder karbonatischen Erzen emittiert wird; Materialien für die Abgaswäsche;

— im Erzeugnis oder in Schlacken oder Abfällen verbleibenden Kohlenstoff, der durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Anhang II Abschnitt B.3.2 berücksichtigt wird.

3.14. **DRI (Direkt reduziertes Eisen)**

3.14.1. *Besondere Bestimmungen*

Es ist nur ein Produktionsweg festgelegt, obwohl bei den verschiedenen Technologien Erze verschiedener Qualität verwendet werden können, die unter Umständen Pelletieren oder Sintern erfordern, sowie verschiedene Reduktionsmittel (Erdgas, verschiedene fossile Brennstoffe oder Biomasse, Wasserstoff). Die Vorläuferstoffe Eisenerzsinter oder Wasserstoff können deshalb relevant sein. Was die Erzeugnisse angeht, können Eisenschwamm, heißgepresstes Eisen (Hot Briquetted Iron (HBI)) oder andere Arten von direkt reduziertem Eisen relevant sein, auch DRI, der direkt in Elektrolichtbogenöfen oder andere nachgelagerte Prozesse weitergeleitet wird.

Wenn die Anlage DRI nicht an andere Anlagen verkauft oder an andere Anlagen weiterleitet, kann ein gemeinsames Herstellungsverfahren eingeführt werden, das die Stahlherstellung umfasst und für das die Vorschriften des Artikels 4 gelten.

3.14.2. *Systemgrenze*

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, bei denen CO_2 aus Brennstoffen und Reduktionsmitteln wie Kohle, Erdgas, Heizölen, Restgasen aus dem Prozess oder Konvertergas usw. emittiert wird;

— bei der Verwendung von Biogas oder anderen Arten von Biomasse sind die Bestimmungen in Anhang II Abschnitt B.3.3 zu berücksichtigen;

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, bei denen CO_2 aus Prozessmaterialien wie Kalkstein, Magnesit und anderen Karbonaten, karbonatischen Erzen emittiert wird; Materialien für die Abgaswäsche;

— im Erzeugnis oder in Schlacken oder Abfällen verbleibenden Kohlenstoff, der durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Anhang III Abschnitt B.3.2 berücksichtigt wird.

3.15. **Rohstahl**

3.15.1. *Besondere Bestimmungen*

Die Systemgrenze schließt alle für die Rohstahlgewinnung erforderlichen Vorgänge und Einheiten ein:

— Beginnt der Prozess mit Heißmetall (flüssigem Roheisen), so schließt die Systemgrenze den LD-Konverter, Vakuumentgasung, Sekundärmetallurgie, Argon-Sauerstoff-Entkohlung/Vakuum-Sauerstoff-Entkohlung, Stranggießen oder Blockgießen, gegebenenfalls Warmwalzen oder Schmieden sowie alle erforderlichen unterstützenden Vorgänge wie Weiterleitung, Wiedererwärmung und Abgaswäsche ein.

— Wird im Prozess ein Elektrolichtbogenofen eingesetzt, so schließt die Systemgrenze alle relevanten Vorgänge und Einheiten wie den Elektrolichtbogenofen selbst, Sekundärmetallurgie, Vakuumentgasung, Argon-Sauerstoff-Entkohlung/Vakuum-Sauerstoff-Entkohlung, Stranggießen oder Blockgießen, gegebenenfalls Warmwalzen oder Schmieden sowie alle erforderlichen unterstützenden Vorgänge wie Weiterleitung, Erwärmen von Rohstoffen und Ausrüstung, Wiedererwärmung und Abgaswäsche ein.

— In dieser zusammengefassten Warenkategorie sind nur primäres Warmwalzen und Vorformung durch Schmieden zur Erzeugung der unter die KN-Codes 7207, 7218 und 7224 fallenden Halbzeuge erfasst. Alle sonstigen Walz- und Schmiedeprozesse fallen unter die zusammengefasste Warenkategorie „Eisen- oder Stahlerzeugnisse“.

3.15.2. *Systemgrenze*

3.15.2.1. Linz-Donawitz-Verfahren

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, bei denen CO_2 aus Brennstoffen wie Kohle, Erdgas, Heizölen, Restgasen wie Hochofengas, Kokereigas oder Konvertergas emittiert wird;

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, bei denen CO_2 aus Prozessmaterialien wie Kalkstein, Magnesit und anderen Karbonaten oder karbonatischen Erzen emittiert wird; Materialien für die Abgaswäsche;

— Kohlenstoff, der in Schrott, Legierungen, Grafit usw. in den Prozess gelangt, wie auch Kohlenstoff, der im Erzeugnis oder in Schlacken oder Abfällen verbleibt, wird durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Anhang III Abschnitt B.3.2 berücksichtigt.

3.15.2.2. Elektrolichtbogenofen

Für diesen Produktionsweg ist bei der Überwachung der direkten Emissionen Folgendes zu berücksichtigen:

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, bei denen CO_2 aus Brennstoffen wie Kohle, Erdgas, Heizölen sowie aus Restgasen wie Hochofengas, Kokereigas oder Konvertergas emittiert wird;

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, bei denen CO_2 aus dem Verbrauch von Elektroden und Elektrodenpasten emittiert wird;

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, bei denen CO_2 aus Prozessmaterialien wie Kalkstein, Magnesit und anderen Karbonaten oder karbonatischen Erzen emittiert wird; Materialien für die Abgaswäsche;

— Kohlenstoff, der zum Beispiel in Schrott, Legierungen, Grafit usw. in den Prozess gelangt, wie auch Kohlenstoff, der im Erzeugnis oder in Schlacken oder Abfällen verbleibt, wird durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Anhang III Abschnitt B.3.2 berücksichtigt.

3.16. **Eisen- oder Stahlerzeugnisse**

3.16.1. *Besondere Bestimmungen*

Keine

3.16.2. *Systemgrenze*

Für Eisen- oder Stahlerzeugnisse ist bei der Überwachung der direkten Emissionen Folgendes zu berücksichtigen:

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, die CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen und Prozessemissionen aus der Rauchgasreinigung verursachen, einschließlich Wiedererwärmung, Wiedereinschmelzen, Gießen, Warmwalzen, Kaltwalzen, Schmieden, Glühen, Beschichten, Verzinken, Drahtziehen, Beizen, mit Ausnahme folgender Prozesse: Plattieren, Schneiden, Schweißen und Veredeln von Eisen- oder Stahlerzeugnissen.

3.17. **Aluminium in Rohform**

3.17.1. *Besondere Bestimmungen*

Diese zusammengefasste Warenkategorie umfasst sowohl legiertes als auch nichtlegiertes Aluminium in für Metalle in Rohform typischer physischer Form, zum Beispiel in Form von Ingots, Brammen, Vorblöcken oder Granulat. Im Falle integrierter Aluminiumwerke fällt darunter auch flüssiges Aluminium, das direkt in das Herstellungsverfahren für Aluminiumerzeugnisse eingeleitet wird.

3.17.2. *Systemgrenze*

3.17.2.1. Primärschmelze (elektrolytisch)

Für diesen Produktionsweg ist bei der Überwachung der direkten Emissionen Folgendes zu berücksichtigen:

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, die CO_2-Emissionen aus dem Verbrauch von Elektroden oder Elektrodenpasten verursachen;

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, die CO_2-Emissionen aus allen verwendeten Brennstoffen verursachen (z. B. für Trocknen und Vorwärmen von Rohmaterialien, Erwärmen von Elektrolysezellen, für das Gießen erforderliches Erwärmen);

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, die CO_2-Emissionen aus der Rauchgasreinigung sowie, soweit relevant, aus Soda oder Kalkstein verursachen;

— durch Anodeneffekte verursachte PFC-Emissionen, die gemäß Anhang II Abschnitt B.7 überwacht werden.

3.17.2.2. Sekundärschmelze (Recycling)

Bei der Sekundärschmelze von Aluminium sind Aluminiumabfälle der Haupteinsatzstoff. Wird jedoch Aluminium in Rohform aus anderen Quellen hinzugefügt, so wird es als Vorläuferstoff behandelt.

Für diesen Produktionsweg ist bei der Überwachung der direkten Emissionen Folgendes zu berücksichtigen:

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, die CO_2-Emissionen aus allen Brennstoffen verursachen, die für das Trocknen und Vorwärmen von Rohmaterialien, für Schmelzöfen, für die Vorbehandlung von Schrott, zum Beispiel für Entlackung und Entölung, sowie für die Verbrennung der damit verbundenen Rückstände verwendet werden, sowie CO_2 aus den Brennstoffen, die für das Gießen von Ingots, Vorblöcken oder Brammen erforderlich sind;

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, die CO_2-Emissionen aus allen Brennstoffen verursachen, die in damit verbundenen Vorgängen verwendet werden, etwa in der Behandlung von Rückständen aus der Aluminiumabschöpfung und Schlackeaufbereitung;

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, die CO_2-Emissionen aus der Rauchgasreinigung sowie, soweit relevant, aus Soda oder Kalkstein verursachen.

3.18. **Aluminiumerzeugnisse**

3.18.1. *Besondere Bestimmungen*

Keine

3.18.2. *Systemgrenze*

Für Aluminiumerzeugnisse ist bei der Überwachung der direkten Emissionen Folgendes zu berücksichtigen:

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, die CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen und Prozessemissionen aus der Rauchgasreinigung verursachen, mit Ausnahme folgender Prozesse: Schneiden, Schweißen und Veredeln von Aluminiumerzeugnissen.

3.19. **Strom**

3.19.1. *Besondere Bestimmungen*

Der relevante Emissionsfaktor von Strom ist gemäß Anhang III Abschnitt D.2 zu bestimmen.

3.19.2. *Systemgrenze*

Für Strom ist bei der Überwachung der direkten Emissionen Folgendes zu berücksichtigen:

— alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse, die Verbrennungsemissionen und Prozessemissionen aus der Rauchgasreinigung verursachen.

ANHANG II

Vorschriften für die Bestimmung des Datensatzes von Herstellungsverfahren auf Anlagenebene

A. GRUNDSÄTZE UND ALLGEMEINE ANFORDERUNGEN

A.1. **Gesamtansatz**

1. Die mit Waren verbundenen grauen Emissionen sind wie folgt zu bestimmen:

   a) Die Herstellungsverfahren für die in der Anlage hergestellten funktionellen Einheiten werden unter Berücksichtigung der Vorschriften für die Festlegung der Systemgrenzen von Herstellungsverfahren gemäß Abschnitt A.4 dieses Anhangs ermittelt.

   b) Auf der Ebene der die Waren herstellenden Anlage werden die direkten Treibhausgasemissionen, die in Anhang II für diese Waren aufgeführt sind, nach den Methoden in Abschnitt B dieses Anhangs überwacht.

   c) Soweit messbare Wärme in die Anlage eingeführt, in ihr erzeugt, verbraucht oder aus ihr ausgeführt wird, werden die Nettowärmeströme entsprechend den Methoden gemäß Abschnitt C dieses Anhangs überwacht.

   d) Werden in der Anlage Waren hergestellt, die in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956, aber nicht in Anhang II der vorliegenden Verordnung aufgeführt sind, so wird zur Überwachung der mit diesen Waren verbundenen indirekten grauen Emissionen der Stromverbrauch in den betreffenden Herstellungsverfahren entsprechend den Methoden gemäß Abschnitt D.1 des vorliegenden Anhangs überwacht. Besteht eine direkte technische Verbindung oder ein Strombezugsvertrag mit dem Stromerzeuger gemäß Anhang IV Nummer 6 der genannten Verordnung, so werden die mit dieser Stromerzeugung verbundenen Emissionen überwacht, um den Emissionsfaktor dieses Stroms zu bestimmen. Strommengen, die zwischen Herstellungsverfahren übertragen oder aus der Anlage ausgeführt werden, werden ebenfalls überwacht.

   e) Die direkten Emissionen in den Anlagen (einschließlich Wärmeerzeugung und -verbrauch, Stromerzeugung und -verbrauch, sowie aller relevanten Restgasströme) werden gemäß den Vorschriften in Anhang III den Herstellungsverfahren für die hergestellten Waren zugeordnet. Diese zugeordneten Emissionen werden der Berechnung der spezifischen direkten und gegebenenfalls indirekten grauen Emissionen der hergestellten Waren gemäß Anhang III Abschnitt B zugrunde gelegt.

   f) Für Waren, bei denen es sich um „komplexe Waren" handelt, weil ihre Herstellungsverfahren Vorläuferstoffe umfassen, werden die grauen Emissionen der Vorläuferstoffe gemäß Abschnitt E dieses Anhangs bestimmt und unter Berücksichtigung der Vorschriften in Anhang III Abschnitt B zu den grauen Emissionen der hergestellten komplexen Waren hinzugerechnet. Bei Vorläuferstoffen, die selbst komplexe Waren sind, wird dieser Prozess so lange wiederholt, bis es keine Vorläuferstoffe mehr gibt.

2. Ein Betreiber kann entweder die tatsächlichen Werte der grauen Emissionen bestimmen, die gemäß Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 bereitgestellten Standardwerte verwenden oder tatsächliche Werte und Standardwerte kombinieren.

3. Für die Berechnung der mit Waren verbundenen grauen Emissionen ist auf den Durchschnitt des gewählten Berichtszeitraums abzustellen.

4. Für Vorläuferstoffe, die außerhalb der Anlage hergestellt werden und aus Drittländern und Gebieten stammen, die nicht gemäß Anhang III Nummer 1 der Verordnung (EU) 2023/956 ausgenommen sind, dürfen die vom Betreiber der Anlage, in der der Vorläuferstoff hergestellt wird, bereitgestellten tatsächlichen Daten nur verwendet werden, wenn die folgenden Bedingungen erfüllt sind:

   a) Die Daten müssen aus einem Prüfbericht stammen, der von einer Prüfstelle ausgestellt wurde, deren Akkreditierung zum Zeitpunkt der Ausstellung des Prüfberichts für den für die zusammengefasste Warenkategorie des betreffenden Vorläuferstoffs erforderlichen Sektor gemäß Artikel 18 der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2551 gültig ist, und

   b) der Prüfbericht muss den Berichtszeitraum abdecken, in dem der Vorläuferstoff hergestellt wurde.

5. Verfügt der Anlagenbetreiber nicht über einen Prüfbericht, der die Bedingungen a und b erfüllt, so sind die gemäß Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 bereitgestellten Standardwerte für den Vorläuferstoff zu verwenden.

6. Emissionsdaten über einen vollen Berichtszeitraum sind in Tonnen CO_2e, gerundet auf die nächste volle Tonne, auszudrücken.

7. Sämtliche zur Emissionsberechnung verwendeten Parameter werden so gerundet, dass alle für die Berechnung der Emissionen und die diesbezügliche Berichterstattung signifikanten Stellen enthalten sind.

8. Spezifische direkte und indirekte graue Emissionen werden in Tonnen CO_2e je Tonne Waren ausgedrückt und so gerundet, dass alle signifikanten Stellen bis auf maximal fünf Stellen hinter dem Komma angegeben sind.

A.2. **Überwachungsgrundsätze**

Für die Überwachung der tatsächlichen Daten auf Anlagenebene sowie für Datensätze, die für die Zuordnung der Emissionen zu Waren erforderlich sind, gelten folgende Grundsätze:

1. Vollständigkeit: Die Überwachungsmethode muss alle Parameter abdecken, die erforderlich sind, um die grauen Emissionen, die mit den in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten Waren verbunden sind, gemäß den Methoden und Formeln in diesem Anhang zu berechnen. Hierfür gelten folgende Leitprinzipien:

   a) Direkte Emissionen auf Anlagenebene umfassen Verbrennungs- und Prozessemissionen.

   b) Zu den direkten grauen Emissionen zählen die Emissionen, die den relevanten Herstellungsverfahren gemäß Artikel 4 und Anhang III zugeordnet sind, basierend auf den direkten Emissionen in der Anlage und den Emissionen, die mit den relevanten Wärmeströmen und Materialströmen zwischen den Prozesssystemgrenzen verbunden sind, gegebenenfalls einschließlich Restgasen. Zu den direkten grauen Emissionen zählen auch die direkten grauen Emissionen von Vorläuferstoffen.

   c) Falls zutreffend, umfassen indirekte Emissionen auf Anlagenebene die Emissionen, die mit dem Stromverbrauch innerhalb der Anlage verbunden sind.

   d) Falls zutreffend, umfassen indirekte graue Emissionen die indirekten Emissionen der in der Anlage hergestellten Waren und die indirekten grauen Emissionen der Vorläuferstoffe.

   e) Für jeden Parameter ist eine angemessene Methode gemäß Abschnitt A.3 dieses Anhangs auszuwählen, wobei Doppelzählung und Datenlücken zu vermeiden sind.

2. Stetigkeit und Vergleichbarkeit: Überwachung und Berichterstattung erfolgen konsistent und in der Zeitreihe vergleichbar. Damit die Methoden einheitlich angewendet werden, sind die ausgewählten Methoden in einem Überwachungsplan festzulegen. Die Methode darf nur geändert werden, wenn dies objektiv gerechtfertigt ist. Stichhaltige Gründe sind:

   a) Änderungen der Anlagenkonfiguration der verwendeten Technologie, der Input-Materialien und Brennstoffe oder der hergestellten Waren;

   b) Notwendigkeit der Einführung neuer Datenquellen oder Überwachungsmethoden, weil hinsichtlich der Handelspartner, die für die in der Überwachungsmethode verwendeten Daten verantwortlich sind, Änderungen eingetreten sind;

   c) Möglichkeiten, die Daten zu verbessern, Datenströme zu vereinfachen oder das Kontrollsystem zu verbessern.

3. Transparenz: Die Überwachungsdaten, einschließlich Annahmen, Referenzdaten, Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren, Berechnungsfaktoren, Daten zu grauen Emissionen von zugekauften Vorläuferstoffen, messbarer Wärme und messbarem Strom, Standardwerte für graue Emissionen, sowie sämtliche sonstigen für die Zwecke dieses Anhangs relevanten Daten, sind auf transparente Weise einzuholen, aufzuzeichnen, zusammenzustellen, zu analysieren und zu dokumentieren, damit eine gemäß Artikel 18 der Verordnung (EU) 2023/956 akkreditierte Prüfstelle mit hinreichender Sicherheit feststellen kann, dass die Daten keine wesentlichen Falschangaben enthalten. Die Dokumentation enthält Aufzeichnungen über alle Änderungen der Funktionsweise der Anlage, der Überwachungsmethodik und des angewandten Kontrollsystems entsprechend den Angaben im Überwachungsplan.

4. Die vollständigen und transparenten Aufzeichnungen über alle für die Bestimmung der mit den hergestellten Waren verbundenen grauen Emissionen, einschließlich der erforderlichen Belege, sind für einen Zeitraum von mindestens sechs Jahren nach Ablauf des Berichtszeitraums aufzubewahren.

5. Genauigkeit: Mit der gewählten Überwachungsmethode ist gewährleistet, dass die Emissionsbestimmung weder systematisch noch wissentlich falsch ist. Etwaige Fehlerquellen sind anzugeben und weitmöglichst zu reduzieren. Alle Arbeiten sind mit der erforderlichen Sorgfalt auszuführen, um sicherzustellen, dass die auf Berechnung bzw. Messung beruhende Emissionsbestimmung möglichst genaue Ergebnisse zeigt.

   Falls Datenlücken auftreten oder voraussichtlich unvermeidbar sind, müssen die Ersatzdaten konservativen Schätzungen entsprechen. Auch in folgenden Fällen sind die Emissionsdaten auf konservative Schätzungen zu stützen:

   a) Für in die Atmosphäre emittiertes Kohlenmonoxid (CO) gilt, dass es als moläquivalente Menge CO_2 behandelt wird.

   b) Alle Biomasseemissionen sollten wie fossile Emissionen behandelt werden, es sei denn, es werden Nachweise über die Erfüllung der Kriterien für Nullansatz gemäß Abschnitt B.3.3 dieses Anhangs erbracht.

6. Integrität der Methode: Die ausgewählte Überwachungsmethode muss die Integrität der zu meldenden Emissionsdaten hinreichend gewährleisten. Die Emissionen sind anhand der in diesem Anhang angeführten geeigneten Überwachungsmethoden zu bestimmen. Die gemeldeten Emissionsdaten dürfen keine wesentlichen Falschangaben enthalten, und bei der Auswahl und Präsentation der Informationen sind Verzerrungen zu vermeiden; in den Berichten sind die grauen Emissionen der in der Anlage hergestellten Waren in glaubhafter und ausgewogener Weise darzustellen.

7. Datenqualität: Es ist ein Kontrollsystem anzuwenden, um die Qualität der zu meldenden Daten sicherzustellen.

8. Kosteneffizienz: Bei der Wahl der Überwachungsmethode sind die Vorzüge einer größeren Genauigkeit gegen den zusätzlichen Kostenaufwand abzuwiegen. Bei der Überwachung von Emissionen und der diesbezüglichen Berichterstattung wird stets größtmögliche Genauigkeit angestrebt, sofern dies technisch machbar ist und keine unverhältnismäßigen Kosten verursacht.

9. Kontinuierliche Verbesserung: Die Betreiber überprüfen regelmäßig, ob der Überwachungsplan und die Überwachungsmethodiken verbessert werden können. Spricht die Prüfstelle im Prüfbericht Empfehlungen für Verbesserungen aus, muss der Betreiber deren Umsetzung innerhalb eines angemessenen Zeitraums in Erwägung ziehen, es sei denn, die Verbesserung würde unverhältnismäßige Kosten verursachen oder wäre technisch nicht durchführbar.

A.3. **Auf die beste verfügbare Datenquelle gestützte Methoden**

1. Für die Bestimmung der mit Waren verbundenen grauen Emissionen und für die zugrunde liegenden Datensätze (etwa für Emissionen, die mit einzelnen Stoffströmen oder Emissionsquellen oder messbaren Wärme- und Strommengen verbunden sind) gilt der übergeordnete Grundsatz, dass stets die beste verfügbare Datenquelle zu wählen ist. Hierfür gelten folgende Leitprinzipien:

   a) Falls für einen bestimmten Datensatz in diesem Anhang keine Überwachungsmethode aufgeführt ist oder eine solche Überwachungsmethode unverhältnismäßige Kosten verursachen würde oder technisch nicht durchführbar ist, sind die gemäß Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 bereitgestellten Standardwerte zu verwenden.

   b) Bei direkten oder indirekten Bestimmungsmethoden gilt eine Methode als geeignet, wenn sichergestellt ist, dass alle Messungen, Analysen, Probenahmen, Kalibrierungen und Validierungen zur Bestimmung des spezifischen Datensatzes unter Anwendung der in den einschlägigen EN- oder ISO-Normen festgelegten Methoden durchgeführt werden. Gibt es keine derartigen Normen, können nationale Normen verwendet werden. Gibt es keine anwendbaren veröffentlichten Normen, sind geeignete Normentwürfe, Best-Practice-Leitlinien der Industrie oder andere wissenschaftlich erprobte Vorgehensweisen zu verwenden, mit denen systematische Fehler bei der Probenahme und Messung begrenzt werden.

c) Messinstrumente sind so auszuwählen, dass sie, ohne unverhältnismäßige Kosten zu verursachen, die geringste Messunsicherheit im Gebrauch aufweisen. Instrumente, die gesetzlicher messtechnischer Kontrolle unterliegen, sind zu bevorzugen, es sei denn, es gibt andere Instrumente mit deutlich geringerer Messunsicherheit im Gebrauch. Instrumente sind ausschließlich in Umgebungen zu verwenden, die ihrer Einsatzspezifikation entsprechen.

d) Soweit Laboranalysen verwendet werden oder Laboratorien Probenbehandlungen, Kalibrierungen, Methodenvalidierungen oder Tätigkeiten im Zusammenhang mit der kontinuierlichen Emissionsmessung ausführen, gelten die Anforderungen gemäß Abschnitt B.5.4.3.

2. Methoden der indirekten Bestimmung: Gibt es für den benötigten Datensatz keine direkte Bestimmungsmethode, kann insbesondere in Fällen, in denen messbare Nettowärme in verschiedene Herstellungsverfahren einfließt, eine Methode der indirekten Bestimmung angewandt werden, zum Beispiel:

a) Berechnung auf Basis eines bekannten chemischen oder physikalischen Prozesses, gegebenenfalls unter Heranziehung anerkannter Literaturwerte für die chemischen oder physikalischen Eigenschaften der beteiligten Stoffe, geeigneter stöchiometrischer Faktoren und thermodynamischer Eigenschaften wie Reaktionsenthalpien;

b) Berechnung auf Basis der Auslegungsdaten der Anlage, etwa Energieeffizienz der technischen Einheiten oder berechneter Energieverbrauch pro Produkteinheit;

c) Korrelationen auf der Grundlage empirischer Tests zur Bestimmung von Schätzwerten für den benötigten Datensatz aus nicht kalibrierten Geräten oder in den Produktionsprotokollen dokumentierten Daten.

Für die Zwecke von Buchstabe c ist dafür Sorge zu tragen, dass die Korrelation den Verfahrensregeln der guten Ingenieurspraxis entspricht und nur auf Werte angewandt wird, die in das Spektrum fallen, für das sie ermittelt wurden. Die Gültigkeit solcher Korrelationen ist mindestens einmal jährlich zu bewerten.

3. Zur Bestimmung der besten verfügbaren Datenquellen ist die unter Nummer 1 am höchsten bewertete Datenquelle auszuwählen, die bereits in der Anlage verfügbar ist. Ist es jedoch technisch möglich, eine höher bewertete Datenquelle zu verwenden, ohne dadurch unverhältnismäßige Kosten zu verursachen, so ist diese bessere Datenquelle unverzüglich anzuwenden. Gibt es für denselben Datensatz verschiedene Datenquellen, die in Nummer 1 gleich gut bewertet sind, ist die Datenquelle zu wählen, die den Datenfluss am deutlichsten, mit dem geringsten inhärenten Risiko und Kontrollrisiko in Bezug auf Falschangaben wiedergibt.

4. Die unter Nummer 3 ausgewählten Datenquellen für die Bestimmung und Meldung grauer Emissionen sind im Überwachungsplan festzulegen.

5. Soweit dies umsetzbar ist, ohne unverhältnismäßige Kosten zu verursachen, sind für die Zwecke des Kontrollsystems gemäß Abschnitt A.5 zusätzliche Datenquellen oder Methoden für die Bestimmung der Datensätze zu ermitteln, mit denen die Datenquellen unter Nummer 3 bestätigt werden können. Die ausgewählten Datenquellen sind gegebenenfalls im Überwachungsplan anzugeben.

6. Empfohlene Verbesserungen: Im Hinblick auf die Verbesserung der Überwachungsmethoden ist in regelmäßigen Abständen, mindestens jedoch einmal jährlich, zu prüfen, ob inzwischen neue Datenquellen verfügbar geworden sind. Werden solche neuen Datenquellen gemäß der unter Nummer 1 dargestellten Rangfolge als genauer angesehen, so sind sie im Überwachungsplan anzugeben und ab dem frühestmöglichen Zeitpunkt anzuwenden.

7. Technische Machbarkeit: Wird geltend gemacht, dass die Anwendung einer bestimmten Bestimmungsmethode technisch nicht durchführbar ist, so ist dies im Überwachungsplan zu begründen. Bei den regelmäßigen Überprüfungen gemäß Nummer 6 ist diese Begründung neu zu prüfen. Die Begründung muss darauf abstellen, ob die technischen Mittel der Anlage den Anforderungen einer vorgeschlagenen Datenquelle oder Überwachungsmethode gerecht werden und fristgerecht für die Zwecke dieses Anhangs eingesetzt werden können. Zu den technischen Mitteln zählt auch die Verfügbarkeit der erforderlichen Techniken und Technologie.

8. Unverhältnismäßige Kosten: Wird geltend gemacht, dass die Anwendung einer bestimmten Bestimmungsmethode für einen Datensatz unverhältnismäßige Kosten verursacht, so ist dies im Überwachungsplan zu begründen. Bei den regelmäßigen Überprüfungen gemäß Nummer 6 ist diese Begründung neu zu prüfen. Die Unverhältnismäßigkeit der Kosten ist nach folgenden Kriterien zu bestimmen.

   a) Die Kosten für die Bestimmung eines bestimmten Datensatzes sind als unverhältnismäßig anzusehen, wenn die vom Anlagenbetreiber veranschlagten Kosten den Nutzen der spezifischen Bestimmungsmethode überwiegen. Zur Berechnung des Nutzens wird der Verbesserungsfaktor mit einem Referenzpreis von 80 EUR je Tonne CO_2e multipliziert, wobei die Kosten gegebenenfalls eine angemessene Abschreibung über die wirtschaftliche Lebensdauer der Ausrüstung einschließen.

   b) Der Verbesserungsfaktor ist:

      — die Verbesserung der geschätzten Messunsicherheit (ausgedrückt in Prozent) multipliziert mit den geschätzten damit verbundenen Emissionen im Berichtszeitraum;

      — 1 % der damit verbundenen Emissionen, wenn die Messunsicherheit nicht verbessert wird;

      — als damit verbundene Emissionen gelten

         — die durch den Stoffstrom oder die Emissionsquelle verursachten direkten Emissionen;

         — die einer Menge messbarer Wärme zugeordneten Emissionen;

         — die mit der betreffenden Strommenge verbundenen indirekten Emissionen;

         — die mit einem hergestellten Material oder einem verbrauchten Vorläuferstoff verbundenen grauen Emissionen.

   c) Maßnahmen zur Verbesserung der Überwachungsmethodik einer Anlage, deren Gesamtkosten 4 000 EUR pro Jahr nicht überschreiten, sind nicht als unverhältnismäßig anzusehen.

A.4. **Besondere Bestimmungen zur Untergliederung von Anlagen in Herstellungsverfahren**

Für Waren der zusammengefassten Warenkategorien Rohstahl, Eisen- und Stahlerzeugnisse, Aluminium in Rohform und Aluminiumerzeugnisse, bei denen unterschiedliche funktionelle Einheiten, die sich nur in Größe oder Form unterscheiden, mit nach Art, Menge und Anteil identischen Vorläuferstoffen hergestellt werden, ist für diese Warengruppe ein einziges multifunktionales Herstellungsverfahren festzulegen, und es gelten die Vorschriften für die Zuordnung gemäß Anhang III Abschnitt A.2.

Für Waren der zusammengefassten Warenkategorie Düngemittel, bei denen unterschiedliche funktionelle Einheiten mit nach Art, Menge und Anteil identischen Vorläuferstoffen hergestellt werden oder sich aus dem gleichen Stoff zusammensetzen und sich nur in ihrer Konzentration unterscheiden, ist für diese Warengruppe ein einziges multifunktionales Herstellungsverfahren festzulegen, und es gelten die Vorschriften für die Zuordnung gemäß Anhang III Abschnitt A.2.

A.5. **Überwachungsplan**

Vorlage für die Mindestangaben, die im Überwachungsplan enthalten sein müssen:

1. Datum und Versionsnummer des Überwachungsplans;

2. eine Beschreibung der Anlage und der in der Anlage durchgeführten Herstellungsverfahren;

3. eine Liste aller relevanten hergestellten Waren nach KN-Code und funktioneller Einheit und gegebenenfalls die spezifischen Zusammensetzungen in Bezug auf den Klinker- und den Stickstoffgehalt, einschließlich der nicht von gesonderten Herstellungsverfahren erfassten Vorläuferstoffe gemäß Artikel 4;

4. eine Liste aller CBAM-Herstellungsverfahren und -Produktionswege, die in der Anlage durchgeführt werden, sowie eine Liste der je Herstellungsverfahren gelieferten Waren;

5. gegebenenfalls eine Liste der je Herstellungsverfahren hergestellten Waren, die nicht unter das CBAM fallen, und die jeweils hergestellten Mengen;

6. eine Liste der betreffenden CBAM-Richtwerte, die für die Bestimmung der Anpassung der kostenlosen Zuteilung für alle relevanten hergestellten Waren zu verwenden sind;

7. die Methoden für die Überwachung der Daten für jedes Herstellungsverfahren, unter anderem:

   a) eine ausführliche Beschreibung der auf Berechnung beruhenden angewandten Überwachungsmethodik, einschließlich einer Liste der Input-Daten und Berechnungsformeln;

   b) eine Beschreibung der angewandten Messsysteme und des genauen Standorts der für die Überwachung der einzelnen Stoffströme einzusetzenden Messinstrumente;

8. falls zutreffen, die Methoden zur Bestimmung der Berechnungsfaktoren und der Probenahmeplan für jeden Stoffstrom;

9. eine Liste der Stoffströme und Emissionsquellen sowie deren Beschreibung für jedes Herstellungsverfahren;

10. eine Liste der Stoffströme, für die die auf Berechnungen beruhende Standardmethode oder die Massenbilanzmethode angewandt wird, einschließlich einer detaillierten Beschreibung der Bestimmung jedes relevanten Parameters gemäß Abschnitt B.3.4;

11. eine Liste der Emissionsquellen, für die eine auf Messung beruhende Methodik angewandt wird, einschließlich der Beschreibung aller in Abschnitt B.6 aufgeführten maßgeblichen Elemente;

12. eine Beschreibung der Überwachungsmethodik, sofern Perfluorkohlenstoffe aus der Primäraluminiumproduktion überwacht werden;

13. ein geeignetes Diagramm und eine Prozessbeschreibung der Anlage einschließlich der Systemgrenzen der Anlagen und der verschiedenen Herstellungsverfahren, die belegen, dass die Angaben zu den Anlagenemissionen weder Doppelzählungen noch Datenlücken aufweisen;

14. die in jedem Herstellungsverfahren verwendeten Vorläuferstoffe und, sofern diese in anderen Anlagen hergestellt wurden, Name und Ursprungsland ihrer Lieferanten;

15. Angaben, ob Brennstoffe mit Emissionsfaktor null verwendet werden und wie der Betreiber die Anwendbarkeit des Emissionsfaktors null der Brennstoffe nachweist;

16. Angaben, ob messbare Wärme aus anderen Anlagen eingeführt oder in andere Anlagen ausgeführt wird, sowie Daten zur Identifizierung dieser Anlagen, eine ausführliche Beschreibung der Methoden zur Bestimmung der Emissionen, die den Wärmeströmen für jedes Herstellungsverfahren zugeordnet sind;

17. bei indirekten Emissionen, ob der Strom in der Anlage erzeugt wird; wenn ja, ob der Strom

   a) durch Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird;

   b) getrennt erzeugt wird;

   c) aus fossilen oder erneuerbaren Quellen erzeugt wird;

   d) aus den Systemgrenzen eines Herstellungsverfahrens ausgeführt wird;

18. die zur Erbringung der Nachweise gemäß Abschnitt D.4.3 erforderlichen Informationen, falls die indirekten Emissionen auf der Grundlage der tatsächlichen Emissionen bestimmt werden;

19. die zur Erbringung der Nachweise gemäß Abschnitt D.2.4 erforderlichen Informationen, falls die grauen Emissionen von in das Zollgebiet der Union eingeführtem Strom auf der Grundlage der tatsächlichen Emissionen bestimmt werden, und, sofern diese Informationen dem Betreiber nicht direkt zur Verfügung stehen, Angaben dazu, wie der Betreiber beabsichtigt, diese Informationen zu erhalten;

20. Angaben, ob Restgase in der Anlage erzeugt und verwendet oder aus anderen Anlagen eingeführt oder in andere Anlagen ausgeführt werden, sowie Daten zur Identifizierung dieser Anlagen;

21. wenn eine Abscheidung, eine Speicherung und/oder ein Verbrauch von CO_2 im Einklang mit Abschnitt B.8.2 erfolgt, Angabe der Identität und Kontaktdaten einer verantwortlichen Person in den aufnehmenden Anlagen oder der Transportinfrastruktur oder den Einheiten, an die das CO_2 übertragen wird, sowie die Überwachungsmethodik gemäß Abschnitt B.8.3;

22. ein Kontrollsystem zur Sicherstellung der Datenqualität, das gegebenenfalls Folgendes umfasst:

a) die Qualitätssicherung des maßgeblichen Messgeräts, durch die sichergestellt wird, dass alle maßgeblichen Messgeräte auch vor ihrer Verwendung in einem angemessenen Verhältnis zu ihrer Bedeutung in regelmäßigen Abständen kalibriert, justiert und kontrolliert sowie anhand von Messstandards geprüft werden, die — soweit vorhanden — auf internationale Messstandards zurückgeführt werden können;

b) die Risikobewertung, in deren Rahmen Fehlerquellen im Datenfluss von den Primärdaten bis zu den endgültigen Daten ermittelt werden;

c) die Qualitätssicherung der Informationstechnologiesysteme, die gewährleistet, dass die entsprechenden Systeme auf eine Weise entwickelt, dokumentiert, erprobt, umgesetzt, kontrolliert und gepflegt werden, die unter Berücksichtigung der in der Risikobewertung genannten Risiken sicherstellt, dass zuverlässige, genaue und aktuelle Daten verarbeitet werden;

d) die Aufgabentrennung bei den Datenfluss- und Kontrollaktivitäten sowie die Verwaltung der erforderlichen Kompetenzen;

e) interne Überprüfungen und Validierung von Daten;

f) Berichtigungen und Korrekturmaßnahmen;

g) die Kontrolle von ausgelagerten Prozessen;

h) das Führen von Aufzeichnungen und die Dokumentation, einschließlich der Verwaltung von Dokumentenversionen.

B. ÜBERWACHUNG DER DIREKTEN EMISSIONEN AUF ANLAGENEBENE

B.1. **Vollständige Erfassung der Stoffströme und Emissionsquellen**

Die Grenzen der Anlage und ihrer Herstellungsverfahren müssen dem Betreiber eindeutig bekannt sein und im Überwachungsplan unter Berücksichtigung der sektorspezifischen Anforderungen gemäß Anhang I Nummer 3 sowie Abschnitt B.9 festgelegt werden. Es gelten folgende Grundsätze:

a) Erfasst werden müssen mindestens alle relevanten Treibhausgasemissionsquellen und Stoffströme, die direkt oder indirekt mit der Herstellung der in Anhang I Nummer 2 aufgeführten Waren verbunden sind;

b) zu berücksichtigen sind alle Emissionen aus dem Regelbetrieb wie auch aus außergewöhnlichen Ereignissen, einschließlich Anfahren, Herunterfahren und Notfallsituationen, die im Berichtszeitraum anfallen;

c) ausgenommen sind Emissionen zu Beförderungszwecken eingesetzter mobiler Geräte.

B.2. **Wahl der Überwachungsmethodik**

Es ist unter folgenden Methoden zu wählen:

a) der auf Berechnung beruhenden Methodik, nach der Emissionen aus Stoffströmen anhand von Tätigkeitsdaten bestimmt werden, die durch Messsysteme und zusätzliche Parameter aus Laboranalysen oder Standardwerten gewonnen werden; der auf Berechnung beruhenden Methodik, die gemäß der Standardmethode oder der Massenbilanzmethode implementiert werden kann;

b) der auf Messung beruhenden Methodik, nach der Emissionen aus einer Emissionsquelle durch kontinuierliche Messung der relevanten Treibhausgaskonzentration im Abgasstrom und durch kontinuierliche Messung des Abgasstroms selbst ermittelt werden.

Zu wählen ist die Überwachungsmethodik, die die genauesten und zuverlässigsten Ergebnisse liefert, sofern nicht wegen in Abschnitt B.9 aufgeführter sektorspezifischer Anforderungen eine bestimmte Methodik vorgeschrieben ist. Bei der angewandten Überwachungsmethodik kann es sich um eine Kombination von Methoden handeln, bei der verschiedene Teile der Anlagenemissionen nach jeweils einer der Anwendung findenden Methoden überwacht werden.

Die Anlagenemissionen werden nach folgender Gleichung bestimmt

$$Em_{Inst} = \sum_{i=1}^{n} Em_{calc,i} + \sum_{j=1}^{m} Em_{meas,j} \qquad \text{(Gleichung 4)}$$

Wobei:

Em_{Inst} = die (direkten) Anlagenemissionen, ausgedrückt in Tonnen CO_2e;

$Em_{calc,i}$ = die Emissionen aus Stoffstrom *i*, bestimmt nach einer auf Berechnung beruhenden Überwachungsmethodik, ausgedrückt in Tonnen CO_2e;

$Em_{meas,j}$ = die Emissionen aus Emissionsquelle *j*, bestimmt nach einer auf Messung beruhenden Methodik, ausgedrückt in Tonnen CO_2e.

B.3. **Formeln und Parameter für die auf Berechnung beruhende Überwachungsmethodik für CO_2**

B.3.1. *Standardmethode*

Die Emissionen werden für jeden Stoffstrom gesondert berechnet, und zwar wie folgt:

B.3.1.1. Verbrennungsemissionen

Verbrennungsemissionen werden wie folgt nach der Standardmethode berechnet:

$$Em_i = AD_i \times EF_i \times OF_i \qquad \text{(Gleichung 5)}$$

Wobei:

Em_i = die Emissionen [t CO_2], verursacht durch Brennstoff *i;*

EF_i = der Emissionsfaktor [t CO_2/TJ] des Brennstoffs *i;*

AD_i = die Tätigkeitsdaten [TJ] des Brennstoffs *i*, berechnet als $AD_i = FQ_i \times NCV_i$ (Gleichung 6);

FQ_i = die verbrauchte Brennstoffmenge [t oder m^3] des Brennstoffs *i;*

NCV_i = der untere Heizwert [TJ/t oder TJ/m^3] des Brennstoffs *i;*

OF_i = der Oxidationsfaktor (dimensionslos) des Brennstoffs i, berechnet als

$$OF = 1 - C_{ash}/C_{total} \qquad \text{(Gleichung 7);}$$

C_{ash} = der in Asche und Rauchgasreinigungsstaub enthaltene Kohlenstoff und

C_{total} = der Gesamtkohlenstoffgehalt des verbrannten Brennstoffs.

Zur Reduzierung des Überwachungsaufwands darf stets die konservative Annahme zugrunde gelegt werden, dass *OF* = 1 ist.

Sofern dies zu größerer Genauigkeit führt, darf die Standardmethode für die Emissionen aus der Verbrennung wie folgt geändert werden:

a) Die Tätigkeitsdaten werden ausgedrückt als Brennstoffmenge (d. h. in t oder m^3),

b) der EF wird ausgedrückt in t CO_2/t Brennstoff bzw. t CO_2/m^3 Brennstoff, und

c) der NCV darf bei der Berechnung ausgelassen werden.

Für die Berechnung des Emissionsfaktors eines Brennstoffs *i* aus den Analysen des Kohlenstoffgehalts und des NCV ist folgende Gleichung zu verwenden:

$$EF_i = CC_i \times f / NCV_i \qquad \text{(Gleichung 8);}$$

Wobei:

CC_i = der Kohlenstoffgehalt des Brennstoffs *i*.

Für die Berechnung des in t CO_2/t ausgedrückten Emissionsfaktors eines Materials oder Brennstoffs aus den Analysen des Kohlenstoffgehalts ist folgende Gleichung zu verwenden:

$$EF_i = CC_i \times f \qquad \text{(Gleichung 9)}$$

Wobei:

f = das Verhältnis der Molmassen von CO_2 und C: f = 3,664 t CO_2/t C.

Da der Emissionsfaktor von Biomasse null ist, wenn die in Abschnitt B.3.3 genannten Kriterien erfüllt sind, kann dies bei Brennstoffgemischen (d. h. Brennstoffen, die sowohl fossile als auch Biomassekomponenten enthalten) wie folgt berücksichtigt werden:

$$EF_i = EF_{pre,i} \times (1 - BF_i) \qquad \text{(Gleichung 10)}$$

Wobei:

$EF_{pre,i}$ = der vorläufige Emissionsfaktor des Brennstoffs *i* (d. h. der Emissionsfaktor beruht auf der Annahme, dass der gesamte Brennstoff fossil ist) und

BF_i = der Biomasseanteil (dimensionslos) des Brennstoffs *i*.

Bei fossilen Brennstoffen und unbekanntem Biomasseanteil, ist der BF_i auf den konservativen Wert null zu setzen.

B.3.1.2. Prozessemissionen

Prozessemissionen werden wie folgt nach der Standardmethode berechnet:

$$Em_j = AD_j \times EF_j \bullet CF_j \qquad \text{(Gleichung 11)}$$

Wobei:

AD_j = die Tätigkeitsdaten [t Material] des Materials *j*,

EF_i = der Emissionsfaktor [t CO_2 / t] des Materials *j* und

CF_j = der Umsetzungsfaktor (dimensionslos) des Materials *j*.

Zur Reduzierung des Überwachungsaufwands darf stets die konservative Annahme zugrunde gelegt werden, dass CF_j = 1 ist.

Im Falle gemischter Input-Materialien, die sowohl anorganische als auch organische Formen von Kohlenstoff enthalten, kann der Anlagenbetreiber entweder:

— einen vorläufigen Emissionsfaktor für das Materialgemisch bestimmen, indem der Gesamtkohlenstoffgehalt (CC_j) analysiert und ein Umsetzungsfaktor sowie gegebenenfalls der Biomasseanteil und untere Heizwert bezogen auf diesen Gesamtkohlenstoffgehalt angewandt werden; oder

— den Gehalt an organischen und anorganischen Stoffen getrennt bestimmen und sie als zwei getrennte Stoffströme behandeln.

Im Hinblick auf die zur Verfügung stehenden Messsysteme für Tätigkeitsdaten und Methoden zur Bestimmung des Emissionsfaktors für Emissionen aus der Zersetzung von Karbonaten ist für jeden Stoffstrom diejenige der beiden folgenden Methoden zu wählen, die die genaueren Ergebnisse liefert:

— Methode A (Input-Betrachtung): Der Emissionsfaktor, der Umsetzungsfaktor und die Tätigkeitsdaten beziehen sich auf die Menge des im Prozess eingesetzten Material-Inputs. Es sind die in Abschnitt G Tabelle 3 angegebenen Standard-Emissionsfaktoren von reinen Karbonaten zu verwenden, wobei die gemäß Abschnitt B.5 bestimmte Materialzusammensetzung zu berücksichtigen ist.

— Methode B (Output-Betrachtung): Der Emissionsfaktor, der Umsetzungsfaktor und die Tätigkeitsdaten beziehen sich auf die Menge des im Prozess erzeugten Outputs. Es sind die in Abschnitt G Tabelle 4 angegebenen Standard-Emissionsfaktoren von Metalloxiden nach der Entkarbonisierung zu verwenden, wobei die gemäß Abschnitt B.5 bestimmte Materialzusammensetzung zu berücksichtigen ist.

Für CO_2-Prozessemissionen, die nicht aus Karbonaten stammen, ist Methode A anzuwenden.

B.3.2. *Massenbilanzmethode*

Die für jeden Stoffstrom relevanten CO_2-Mengen sind auf der Grundlage des Kohlenstoffgehalts jedes Materials zu berechnen, ohne Unterscheidung zwischen Brennstoffen und Prozessmaterialien. Kohlenstoff, der nicht emittiert wird, sondern die Anlage in Erzeugnissen verlässt, wird in den Output-Stoffströmen berücksichtigt, deren Tätigkeitsdaten deshalb negativ sind.

Die mit dem einzelnen Stoffstrom verbundenen grauen Emissionen sind wie folgt zu berechnen:

$$Em_k = f \times AD_k \times CC_k \qquad \text{(Gleichung 12)}$$

Wobei:

AD_k = die Tätigkeitsdaten [t] des Materials *k*; bei Outputs ist AD_k negativ;

f = das Verhältnis der Molmassen von CO_2 und C: f = 3,664 t CO_2/t C und

CC_k = der Kohlenstoffgehalt des Materials *k* (dimensionslos und positiv).

Für die Berechnung des Kohlenstoffgehalts eines Brennstoffs *k* aus einem in t CO_2/TJ ausgedrückten Emissionsfaktor ist folgende Gleichung zu verwenden:

$$CC_k = EF_k \times NCV_k / f \qquad \text{(Gleichung 13)}$$

Für die Berechnung des Kohlenstoffgehalts eines Materials oder Brennstoffs *k* aus einem in t CO_2/t ausgedrückten Emissionsfaktor ist folgende Gleichung zu verwenden:

$$CC_k = EF_k / f \qquad \text{(Gleichung 14)}$$

Bei Brennstoffgemischen kann der Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null berücksichtigt werden, sofern die in Abschnitt B.3.3 genannten Kriterien wie folgt erfüllt sind:

$$CC_k = CC_{pre,k} \times (1 - BF_k) \qquad \text{(Gleichung 15)}$$

Wobei:

$CC_{pre,k}$ = der vorläufige Kohlenstoffgehalt des Brennstoffs *k* (d. h. der Emissionsfaktor beruht auf der Annahme, dass der gesamte Brennstoff fossil ist) und

BF_k = der Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null des Brennstoffs *k* (dimensionslos).

Bei fossilen Brennstoffen oder Materialien, deren Biomasseanteil unbekannt ist, ist der *BF* auf den konservativen Wert null zu setzen. Wird Biomasse als Input-Material oder Brennstoff verwendet, und enthalten die Output-Materialien Kohlenstoff, so ist der Biomasseanteil in der Gesamtmassenbilanz konservativ zu behandeln, d. h. die Gesamtmasse des Kohlenstoffs, die dem Kohlenstoffanteil mit Emissionsfaktor null des in allen relevanten Output-Materialien enthaltenen Kohlenstoffs entspricht, darf nicht geringer sein als die Gesamtmasse des Anteils mit Emissionsfaktor null des in den Input-Materialien und Brennstoffen enthaltenen Kohlenstoffs, es sei denn, der Betreiber weist mittels einer stöchiometrischen Methode („Trace-the-atom“) oder C14-Analysen einen niedrigeren Biomasseanteil in den Output-Materialien nach.

B.3.3. *Kriterien für Nullansatz von Biomasseemissionen*

1. Wird als Brennstoff für die Verbrennung Biomasse verwendet, muss diese den Kriterien in diesem Abschnitt genügen. Genügt die für die Verbrennung verwendete Biomasse nicht diesen Kriterien, so ist ihr Kohlenstoffgehalt als fossiler Kohlenstoff anzusehen.

2. Die Biomasse muss den Nachhaltigkeitskriterien und den Kriterien für Treibhausgaseinsparungen gemäß Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 entsprechen.

3. Abweichend von Nummer 2 muss Biomasse, die in Abfällen und Reststoffen — mit Ausnahme von Reststoffen aus Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei oder Forstwirtschaft — enthalten ist oder daraus hergestellt wird, lediglich die Kriterien gemäß Artikel 29 Absatz 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 erfüllen. Dies gilt auch für Abfälle und Reststoffe, die vor ihrer Weiterverarbeitung zu Brennstoffen zuerst zu einem anderen Produkt verarbeitet werden.

4. Strom, Wärme und Kälte, die aus festen Siedlungsabfällen erzeugt werden, unterliegen nicht den in Artikel 29 Absatz 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien für Treibhausgaseinsparungen.

5. Die in Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien gelten unabhängig von der geografischen Herkunft der Biomasse.

6. Die Einhaltung der in Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien wird gemäß Artikel 30 und Artikel 31 Absatz 1 der genannten Richtlinie bewertet. Die Kriterien können auch dann als erfüllt angesehen werden, wenn der Betreiber einen Nachweis für den Erwerb einer Menge an Biokraftstoff, flüssigem Biobrennstoff oder Biogas im Zusammenhang mit der Entwertung der betreffenden Menge in der gemäß Artikel 31a der genannten Richtlinie eingerichteten Unionsdatenbank oder den Nachhaltigkeitsnachweis eines anerkannten freiwilligen Systems vorlegt.

B.3.4. *Relevante Parameter*

Gemäß den in den Abschnitten B.3.1 bis B.3.2 angegebenen Formeln sind für jeden Stoffstrom folgende Parameter zu bestimmen:

a) Standardmethode, Verbrennung:

— Mindestanforderungen: Brennstoffmenge (t oder m^3), Emissionsfaktor (t CO_2/t oder t CO_2/m^3).

— Empfohlene Verbesserungen: Brennstoffmenge (t oder m^3), NCV (TJ/t oder TJ/m^3), Emissionsfaktor (t CO_2/TJ), Oxidationsfaktor, Biomasseanteil, Nachweis für die Erfüllung der Kriterien in Abschnitt B.3.3.

b) Standardmethode, Prozessemissionen:

— Mindestanforderungen: Tätigkeitsdaten (t oder m^3), Emissionsfaktor (t CO_2/t oder t CO_2/m^3).

— Empfohlene Verbesserungen: Tätigkeitsdaten (t oder m^3), Emissionsfaktor (t CO_2/t oder t CO_2/m^3), Umsetzungsfaktor.

c) Massenbilanz:

— Mindestanforderungen: Materialmenge (t), Kohlenstoffgehalt (t C/t Material).

— Empfohlene Verbesserungen: Materialmenge (t), Kohlenstoffgehalt (t C/t Material), NCV (TJ/t), Biomasseanteil, Nachweis für die Erfüllung der Kriterien in Abschnitt B.3.3.

B.4. **Anforderungen an Tätigkeitsdaten**

B.4.1. *Kontinuierliche oder chargenweise Messung*

Für die auf den Berichtszeitraum bezogene Bestimmung der Menge von Brennstoffen oder Materialien (einschließlich Waren oder Zwischenerzeugnisse) kann eine der folgenden Methoden gewählt und im Überwachungsplan angegeben werden:

a) eine Methode, die auf der kontinuierlichen Messung in dem Prozess beruht, in dem das Material verbraucht oder erzeugt wird;

b) eine Methode, die auf der Aggregierung von gesondert vorgenommenen (chargenweisen) Messungen der gelieferten oder erzeugten Mengen unter Berücksichtigung relevanter Bestandsveränderungen beruht. Für diese Zwecke gilt:

— Die im Berichtszeitraum verbrauchte Brennstoff- oder Materialmenge wird berechnet als die im Berichtszeitraum in die Anlage eingeführte Brennstoff- oder Materialmenge abzüglich der aus der Anlage ausgeführten Brennstoff- oder Materialmenge, zuzüglich der zu Beginn des Berichtszeitraums auf Lager befindlichen Brennstoff- oder Materialmenge und abzüglich der am Ende des Berichtszeitraums auf Lager befindlichen Brennstoff- oder Materialmenge;

— die Produktionsmengen der Waren oder Zwischenerzeugnisse werden berechnet als die im Berichtszeitraum ausgeführte Menge, abzüglich der eingeführten Menge, abzüglich der zu Beginn des Berichtszeitraums auf Lager befindlichen Erzeugnis- oder Materialmenge und zuzüglich der am Ende des Berichtszeitraums auf Lager befindlichen Erzeugnis- oder Materialmenge. Zur Vermeidung von Doppelzählungen werden Erzeugnisse aus einem Herstellungsverfahren, die in dasselbe Herstellungsverfahren zurückfließen, von den Produktionsmengen abgezogen.

Sollte die Bestimmung auf Lager befindlicher Mengen durch direkte Messung technisch nicht machbar sein bzw. unverhältnismäßige Kosten verursachen, so können diese Mengen auf einer der folgenden Grundlagen geschätzt werden:

a) anhand von Vorjahresdaten in Korrelation mit geeigneten Aktivitätsraten für den Berichtszeitraum;

b) anhand dokumentierter Verfahren und der entsprechenden Daten in den geprüften Finanzberichten für den Berichtszeitraum.

Sollte die Bestimmung der Mengen von Erzeugnissen, Materialien oder Brennstoffen für den gesamten Berichtszeitraum technisch nicht machbar sein bzw. unverhältnismäßige Kosten verursachen, so kann der nächste bestgeeignete Tag gewählt werden, um einen Berichtszeitraum vom folgenden abzugrenzen. Es ist eine entsprechende Abstimmung für den Berichtszeitraum vorzunehmen. Abweichungen für die einzelnen Erzeugnisse, Materialien oder Brennstoffe werden genau festgehalten, um als Grundlage für einen für den Berichtszeitraum repräsentativen Wert und einen einheitlichen Vergleich mit dem Folgejahr zu dienen.

B.4.2. *Kontrolle des Betreibers über die Messsysteme*

Die bevorzugte Methode für die Bestimmung der Mengen von Erzeugnissen, Materialien oder Brennstoffen ist, dass der Anlagenbetreiber seiner Kontrolle unterliegende Messsysteme verwendet. Messsysteme, die sich der Kontrolle des Betreibers entziehen, insbesondere solche, die der Kontrolle des Material- oder Brennstofflieferanten unterliegen, können in folgenden Fällen verwendet werden:

— wenn der Betreiber kein eigenes Messsystem zur Bestimmung des betreffenden Datensatzes hat;

— wenn die Bestimmung des Datensatzes mit dem eigenen Messsystem des Betreibers technisch nicht machbar ist bzw. unverhältnismäßige Kosten verursachen würde;

— wenn der Betreiber nachweist, dass das sich seiner Kontrolle entziehende Messsystem zuverlässigere Ergebnisse liefert und weniger fehlerträchtig ist.

Bei der Verwendung von Messsystemen, die sich der Kontrolle des Betreibers entziehen, sind die einschlägigen Datenquellen:

— die Mengen, die in den von einem Handelspartner ausgestellten Rechnungen ausgewiesen sind, sofern eine kommerzielle Transaktion zwischen zwei unabhängigen Handelspartnern stattfindet;

— die Werte, die durch direkte Ablesung von den Messsystemen ermittelt werden.

B.4.3. *Anforderungen an Messsysteme*

Es muss ein fundiertes Verständnis der mit der Messung von Brennstoff- und Materialmengen verbundenen Messunsicherheit, unter anderem wegen Einflüssen aus der Betriebsumgebung, sowie gegebenenfalls der Unsicherheit bei der Bestandsbestimmung vorhanden sein. Es sind Messinstrumente zu wählen, durch die die geringstmögliche Messunsicherheit sichergestellt wird, ohne unverhältnismäßige Kosten zu verursachen, und die nach den einschlägigen technischen Normen und Anforderungen für die Umgebung, in der sie benutzt werden, geeignet sind. Soweit verfügbar, sind Instrumente, die der gesetzlichen messtechnischen Kontrolle unterliegen, zu bevorzugen. In diesem Fall kann der höchstzulässige Verkehrsfehler, der nach den einzelstaatlichen Rechtsvorschriften zur gesetzlichen messtechnischen Kontrolle für die betreffende Messaufgabe gestattet ist, ohne Vorlage weiterer Nachweise als Unsicherheitswert verwendet werden.

Muss ein Messinstrument ersetzt werden (sei es wegen Fehlfunktion oder weil die Kalibrierung ergibt, dass es den Anforderungen nicht mehr genügt), so ist es durch Instrumente zu ersetzen, bei denen gewährleistet ist, dass ihr Unsicherheitsgrad mindestens so gut ist wie der des zuvor verwendeten Instruments.

B.4.4. *Empfohlene Verbesserung*

Eine der empfohlenen Verbesserungen ist die Erreichung einer Messunsicherheit, die den Gesamtemissionen des Stoffstroms oder der Emissionsquelle angemessen ist, und zwar mit der geringsten Unsicherheit für den größten Teil der Emissionen. Zur Orientierung: Für Emissionen von mehr als 500 000 t CO_2 pro Jahr muss die Unsicherheit über den gesamten Berichtszeitraum (ggf. unter Berücksichtigung von Bestandsveränderungen) 1,5 % oder besser sein. Für Emissionen unter 10 000 t CO_2 pro Jahr genügt eine Unsicherheit unter 7,5 %.

B.5. **Anforderungen an die Berechnungsfaktoren für CO_2**

B.5.1. *Methoden für die Bestimmung der Berechnungsfaktoren*

Für die Bestimmung der Berechnungsfaktoren, die für die auf Berechnung beruhende Überwachungsmethodik erforderlich sind, kann eine der folgenden Methoden gewählt werden:

a) Verwendung von Standardwerten;

b) Verwendung von Proxywerten auf der Grundlage empirischer Korrelationen zwischen dem relevanten Berechnungsfaktor und anderen leichter messbaren Eigenschaften;

c) Verwendung auf Laboranalysen beruhender Werte.

Die Berechnungsfaktoren sind für den Zustand zu bestimmen, der für die entsprechenden Tätigkeitsdaten zugrunde gelegt wird, d. h. unter Bezugnahme auf den Zustand, in dem sich der Brennstoff bzw. das Material beim Kauf oder bei der Verwendung in dem die Emissionen verursachenden Prozess befindet, bevor er bzw. es für die Laboranalyse getrocknet oder anderweitig behandelt wird. Soweit dies unverhältnismäßige Kosten verursachen würde oder sich eine größere Genauigkeit erreichen ließe, können Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren für den Zustand gemeldet werden, in dem die Laboranalysen durchgeführt werden.

B.5.2. *Einschlägige Standardwerte*

Typ-I-Standardwerte kommen nur in Betracht, wenn für den Parameter, das Material oder den Brennstoff kein Typ-II-Standardwert verfügbar ist.

Typ-I-Standardwerte sind:

— Standardfaktoren gemäß Abschnitt G;

— die in den gültigen IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare ([1]) angegebenen Standardfaktoren;

— Werte, die auf in der Vergangenheit durchgeführten Laboranalysen beruhen, nicht mehr als fünf Jahre alt sind und als repräsentativ für den Brennstoff oder das Material gelten.

Typ-II-Standardwerte sind:

— Standardfaktoren, die das Land, in dem sich die Anlage befindet, für sein jüngstes dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen vorgelegtes nationales Inventar verwendet;

— Werte, die von nationalen Forschungseinrichtungen, Behörden, Normungsorganisationen, Statistikämtern usw. für die Zwecke einer detaillierteren Emissionsberichterstattung als die unter Buchstabe a genannte Berichterstattung veröffentlicht werden;

— vom Lieferanten eines Brennstoffs oder Materials spezifizierte und garantierte Werte, sofern nachgewiesen wird, dass der Kohlenstoffgehalt ein 95%iges Konfidenzintervall von höchstens 1 % aufweist;

— stöchiometrische Werte für den Kohlenstoffgehalt und dazugehörige Literaturwerte für den NCV eines reinen Stoffs;

— Werte, die auf in der Vergangenheit durchgeführten Laboranalysen beruhen, nicht mehr als zwei Jahre alt sind und als repräsentativ für den Brennstoff oder das Material gelten.

([1]) United Nations International Panel on Climate Change (IPCC) (Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen): *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare).

Um die Kohärenz im Zeitverlauf zu gewährleisten, sind alle verwendeten Standardwerte im Überwachungsplan anzugeben, und sie dürfen nur geändert werden, wenn der neue Wert für den verwendeten Brennstoff oder das verwendete Material nachweislich angemessener und repräsentativer ist als der vorherige Wert. Für Standardwerte, die sich jährlich ändern, ist im Überwachungsplan anstatt des eigentlichen Werts die maßgebliche Quelle für den Wert anzugeben.

B.5.3. *Feststellung von Korrelationen für die Bestimmung von Proxywerten*

Der Proxywert für den Kohlenstoffgehalt oder Emissionsfaktor kann bei Vorliegen einer empirischen Korrelation, die zumindest einmal jährlich gemäß den in Abschnitt B.5.4 genannten Anforderungen an Laboranalysen festgestellt wird, aus folgenden Parametern abgeleitet werden:

— der Dichtemessung bestimmter Öle oder Gase, einschließlich solcher, die üblicherweise in Raffinerien oder in der Stahlindustrie eingesetzt werden;

— dem unteren Heizwert bestimmter Kohlearten.

Die Korrelation muss den Anforderungen der industriellen Praxis genügen und darf nur auf Proxywerte angewandt werden, die in das Spektrum fallen, für das die Korrelation erstellt wurde.

B.5.4. *Anforderungen an Laboranalysen*

Sind Laboranalysen erforderlich, um Eigenschaften (einschließlich Feuchtigkeit, Reinheit, Konzentration, Kohlenstoffgehalt, Biomasseanteil, unterer Heizwert, Dichte) von Erzeugnissen, Materialien, Brennstoffen oder Restgasen zu bestimmen oder um für die Zwecke der indirekten Bestimmung erforderlicher Daten Korrelationen zwischen Parametern festzustellen, so müssen die Analysen den Anforderungen in diesem Abschnitt genügen.

Alle Analyseergebnisse werden nur für die Lieferperiode oder die Charge des Brennstoffs oder Materials verwendet, für die die Proben entnommen wurden und für die die Proben repräsentativ sein sollen. Bei der Bestimmung eines spezifischen Parameters sind die Ergebnisse aller in Bezug auf diesen Parameter durchgeführten Analysen heranzuziehen.

B.5.4.1. Anwendung von Normen

Analysen, Probenahmen, Kalibrierungen und Validierungen für die Bestimmung von Berechnungsfaktoren erfolgen nach Methoden, die auf entsprechenden ISO-Normen beruhen. Sind solche Normen nicht verfügbar, sind die Methoden auf geeignete EN-Normen oder nationale Normen zu stützen. Gibt es keine anwendbaren veröffentlichten Normen, so sind geeignete Normentwürfe, Best-Practice-Leitlinien der Industrie oder andere wissenschaftlich erprobte Vorgehensweisen anzuwenden, mit denen systematische Fehler bei der Probenahme und Messung begrenzt werden.

B.5.4.2. Empfehlungen zum Probenahmeplan und zur Mindesthäufigkeit der Analysen

Für die Analysen der relevanten Brennstoffe und Materialien sollten die in Tabelle 1 dieses Abschnitts aufgeführten Mindesthäufigkeiten eingehalten werden. In folgenden Fällen kommt eine andere Analysehäufigkeit in Betracht:

— keine Angabe der Mindesthäufigkeit in Tabelle 1;

— unverhältnismäßige Kosten durch Anwendung der in Tabelle 1 angegebenen Mindesthäufigkeit;

— Nachweis, der auf historischen Daten, einschließlich Analysewerten für die betreffenden Brennstoffe oder Materialien aus dem dem laufenden Berichtszeitraum unmittelbar vorausgehenden Berichtszeitraum, beruht und belegt, dass die Abweichung bei den Analysewerten für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material nicht mehr als 1/3 des Unsicherheitswerts für die Bestimmung der Tätigkeitsdaten für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material ausmacht.

Wird eine Anlage nicht das ganze Jahr über betrieben, oder werden Brennstoffe oder Materialien in Chargen geliefert, die über einen längeren Zeitraum als einen Berichtszeitraum verbraucht werden, so kann ein geeigneterer Zeitplan für die Analysen gewählt werden, sofern dies zu einem vergleichbaren Unsicherheitswert gemäß Unterabsatz 1 Buchstabe c führt.

Tabelle 1

Mindesthäufigkeiten der Analysen

Brennstoff/Material	Mindesthäufigkeit der Analysen
Erdgas	Mindestens wöchentlich
Andere Gase, insbesondere Synthesegas und Prozessgase wie Raffineriemischgas, Kokereigas, Hochofengas, Konvertergas, Ölfeldgas und Gasfeldgas	Mindestens täglich —nach geeigneten Verfahren zu unterschiedlichen Tageszeiten
Heizöle (z. B. leichtes, mittelschweres, schweres Heizöl, Bitumen)	Alle 20 000 Tonnen Brennstoff und mindestens sechsmal jährlich
Kohle, Kokskohle, Koks, Petrolkoks, Torf	Alle 20 000 Tonnen Brennstoff/Material und mindestens sechsmal jährlich
Andere Brennstoffe	Alle 10 000 Tonnen Brennstoff und mindestens viermal jährlich
Unbehandelte feste Abfälle (rein fossil oder gemischt Biomasse/fossil)	Alle 5 000 Tonnen Abfall und mindestens viermal jährlich
Flüssige Abfälle, vorbehandelte feste Abfälle	Alle 10 000 Tonnen Abfall und mindestens viermal jährlich
Karbonatmineralien (einschließlich Kalkstein und Dolomit)	Alle 50 000 Tonnen Material und mindestens viermal jährlich
Tone und Schiefer	Materialmenge, die den Emissionen von 50 000 Tonnen CO_2 entspricht, und mindestens viermal jährlich
Andere Materialien (Primär, Zwischen- und Endprodukt)	Je nach Materialart und Heterogenität: Materialmenge, die Emissionen von 50 000 Tonnen CO_2 entspricht, und mindestens viermal jährlich

Proben müssen für die gesamte Charge oder den Zeitraum der Lieferungen, für die sie genommen werden, repräsentativ sein. Um die Repräsentativität zu gewährleisten, sind die Heterogenität des Materials sowie alle anderen relevanten Aspekte zu berücksichtigen, z. B. die zur Verfügung stehende Ausrüstung für die Probenahme, etwaige Phasentrennung oder lokale Partikelgrößenverteilung, Probenstabilität usw. Die Methode für die Probenahme sollte im Überwachungsplan festgelegt werden.

Eine empfohlene Verbesserung besteht darin, für die einzelnen relevanten Materialien und Brennstoffe jeweils einen speziellen, einschlägigen Normen folgenden Probenahmeplan zu verwenden, der die einschlägigen Angaben zu den Methoden für die Probenvorbereitung, einschließlich Angaben zu den Verantwortlichkeiten, Orten, Häufigkeiten und Mengen, sowie zu den Methoden für die Lagerung und Beförderung der Proben enthält.

B.5.4.3. Empfehlungen für Laboratorien

Laboratorien, die für die Durchführung von Analysen zur Bestimmung von Berechnungsfaktoren eingesetzt werden, sollten gemäß EN ISO/IEC 17025 für die betreffenden Analysemethoden akkreditiert sein. Nicht akkreditierte Laboratorien dürfen für die Bestimmung von Berechnungsfaktoren herangezogen werden, wenn nachgewiesen wird, dass die Inanspruchnahme akkreditierter Laboratorien technisch nicht machbar ist oder unverhältnismäßige Kosten verursachen würde und dass das nicht akkreditierte Labor hinreichend kompetent ist. Ein Labor ist als ausreichend kompetent anzusehen, wenn es folgende Voraussetzungen erfüllt:

— Es ist vom Betreiber wirtschaftlich unabhängig;

— es wendet die für die angeforderten Analysen geltenden Normen an;

— im Labor wird Personal mit der für die Durchführung der übertragenen Aufgaben erforderlichen Kompetenz beschäftigt;

— Probenahme und Probevorbereitung, einschließlich Kontrolle der Unversehrtheit der Probe, werden im Labor angemessen gehandhabt;

— Kalibrierung, Probenahme und Analysemethoden des Labors unterliegen regelmäßiger Qualitätssicherung durch geeignete Methoden, einschließlich regelmäßiger Teilnahme an Eignungsprüfungsprogrammen, Anwendung von Analysemethoden auf zertifizierte Referenzmaterialien oder Vergleichsuntersuchung mit einem akkreditierten Labor;

— es betreibt geeignetes Gerätemanagement, einschließlich Pflege und Implementierung von Verfahren für die Kalibrierung, Justierung, Wartung und Reparatur von Geräten, und führt entsprechende Aufzeichnungen.

B.5.5. *Empfohlene Methoden für die Bestimmung der Berechnungsfaktoren*

Eine empfohlene Verbesserung besteht darin, Standardwerte nur für Stoffströme anzuwenden, auf die geringe Emissionsmengen entfallen, und für alle emissionsstarken Stoffströme Laboranalysen zu verwenden. In der folgenden Liste sind die einschlägigen Methoden aufsteigend nach Datenqualität aufgeführt:

— Typ-I-Standardwerte;

— Typ-II-Standardwerte;

— Korrelationen für die Bestimmung von Proxywerten;

— Analysen, deren Durchführung sich der Kontrolle des Betreibers entzieht, z. B. vom Lieferanten des Brennstoffs oder Materials durchgeführte Analysen, in Kaufunterlagen enthaltene Analysen, Analysen ohne nähere Angaben zu den angewandten Methoden;

— Analysen, die in nicht akkreditierten Laboratorien oder in akkreditierten Laboratorien, jedoch mit vereinfachten Methoden für die Probenahme durchgeführt werden;

— von akkreditieren Laboratorien unter Anwendung bewährter Probenahmeverfahren durchgeführte Analysen.

B.6. **Anforderungen an eine auf Messung beruhende Methodik für CO_2 und N_2O**

B.6.1. *Allgemeine Bestimmungen*

Für eine auf Messung beruhende Methodik ist es erforderlich, ein System zur kontinuierlichen Emissionsmessung (KEMS) zu verwenden, das an einem geeigneten Messpunkt installiert ist.

Für die Überwachung von N_2O-Emissionen ist die Verwendung einer auf Messung beruhenden Methodik vorgeschrieben. Für CO_2 darf sie nur verwendet werden, wenn sie nachweislich genauere Daten ergibt als eine auf Berechnung beruhende Überwachungsmethodik. Es gelten die Anforderungen an Messsystemunsicherheiten gemäß Abschnitt B.4.3 dieses Anhangs.

In die Atmosphäre emittiertes Kohlenmonoxid (CO) wird als moläquivalente Menge CO_2 behandelt.

Gibt es in einer Anlage mehrere Emissionsquellen, die nicht als einzige Quelle gemessen werden können, so misst der Anlagenbetreiber die aus diesen Quellen emittierten Gase separat und addiert die Ergebnisse, um die Gesamtemissionen des betreffenden Gases im Berichtszeitraum zu erhalten.

B.6.2. *Methode und Berechnung*

B.6.2.1. Emissionen im Berichtszeitraum (Jahresemissionen)

Zur Bestimmung der auf den Berichtszeitraum entfallenden Gesamtemissionen aus einer Emissionsquelle werden alle Stundenwerte der gemessenen Treibhausgaskonzentration im Berichtszeitraum addiert und mit den Stundenwerten des Abgasstroms multipliziert, wobei die Stundenwerte jeweils den Durchschnittswerten aller Einzelmessergebnisse während der betreffenden Betriebsstunde entsprechen; die Formel lautet:

$$GH\ GEM_{total}[t] = \sum_{i=1}^{HoursOp} (GHGconc_{hourly,i} \times V_{hourly,i}) \times 10^{-6}[t/g] \qquad \text{(Gleichung 16)}$$

Wobei:

$GHG\ Em_{total}$ = jährliche THG-Gesamtemissionen in Tonnen,

$GHG\ conc_{hourly,i}$ = die stündlichen THG-Emissionskonzentrationen (g/Nm³) im Abgasstrom, gemessen während des Betriebs der Anlage für die Stunde oder den kürzeren Referenzzeitraum *i*,

$V_{hourly,i}$ = Abgasvolumen in Nm³ für die Stunde oder den kürzeren Referenzzeitraum *i*, bestimmt durch Integration des Durchflusses über den Referenzzeitraum, und

HoursOp = Gesamtzahl der Stunden (oder kürzeren Referenzzeiträume), in denen die auf Messung beruhende Methodik angewandt wird, einschließlich der Stunden, für die im Einklang mit Abschnitt B.6.2.6 Ersatzwerte herangezogen wurden.

Der Index *i* bezieht sich auf die jeweiligen Betriebsstunden (oder Referenzzeiträume).

Die Stundenmittelwerte für jeden der gemessenen Parameter werden vor der Weiterverarbeitung berechnet, wobei alle in der betreffenden Stunde ermittelten Einzelwerte zu verwenden sind. Können Daten für kürzere Referenzzeiträume ohne zusätzliche Kosten generiert werden, so sind diese Referenzzeiträume für die Bestimmung der Jahresemissionen zu verwenden.

B.6.2.2. Bestimmung der THG-Konzentration

Die THG-Konzentration im Abgas wird durch kontinuierliche Messung an einem repräsentativen Messpunkt nach einem der folgenden Verfahren bestimmt:

— direkte Messung der THG-Konzentration;

— indirekte Messung: Bei hoher Konzentration im Abgas kann die THG-Konzentration unter Verwendung einer indirekten Konzentrationsmessung berechnet werden, wobei die gemessenen Konzentrationswerte aller anderen Bestandteile *i* des Gasstroms berücksichtigt werden, und zwar nach folgender Formel:

$$GHG\ conc[\%] = 100\% - \sum_i Conc_i[\%] \qquad \text{(Gleichung 17)}$$

Wobei:

$conc_i$ = Konzentration des Gasbestandteils *i*.

B.6.2.3. CO_2-Emissionen aus Biomasse

Etwaige CO_2-Mengen aus Biomasse, die den Kriterien in Abschnitt B.3.3 genügen, können vom Gesamtwert der gemessenen CO_2-Emissionen abgezogen werden, sofern die Menge der CO_2-Emissionen aus Biomasse nach einer der folgenden Methoden bestimmt wird:

— einer auf Berechnung beruhenden Überwachungsmethodik, wozu auch auf Analysen und Probenahmen gestützte Methoden nach ISO 13833 zählen (Emissionen aus stationären Quellen — Bestimmung des Verhältnisses von Kohlendioxid aus Biomasse (biogen) und aus fossilen Quellen — Probenahme und Bestimmung des radioaktiven Kohlenstoffs);

— einer anderen auf einer einschlägigen Norm beruhenden Methode, wozu auch ISO 18466 zählt (Emissionen aus stationären Quellen — Ermittlung des biogenen Anteils von CO_2 im Abgas mit der Bilanzmethode).

B.6.2.4. Bestimmung der CO_2e-Emissionen aus N_2O

Für N_2O-Emissionen werden die N_2O-Jahresgesamtemissionen aus allen Emissionsquellen (gemessen in Tonnen und auf drei Dezimalstellen gerundet) nach folgender Formel und unter Zugrundelegung der GWP-Werte gemäß Abschnitt G in jährliche CO_2-Äquivalente (gerundete Tonnen) umgerechnet:

$$CO_2e\,[t] = N_2O_{annual}[t] \times GWP_{N_2O} \qquad \text{(Gleichung 18)}$$

Wobei:

N_2O_{annual} = N_2O-Jahresgesamtemissionen, berechnet gemäß Abschnitt B.6.2.1.

B.6.2.5. Bestimmung des Abgasstroms

Der Abgasstrom kann nach einer der folgenden Methoden bestimmt werden:

— Berechnung nach einem geeigneten Massenbilanzansatz, der alle maßgeblichen Parameter auf der Input-Seite (für CO_2-Emissionen mindestens eingesetzte Materialmenge, Zuluftstrom und Prozesseffizienz) und auf der Output-Seite (mindestens Produktionsmenge und Konzentration von Sauerstoff (O_2), Schwefeldioxid (SO_2) und Stickoxiden (NO_x)) einbezieht;

— Bestimmung durch kontinuierliche Messung des Durchflusses an einer repräsentativen Messstelle.

B.6.2.6. Behandlung von Messlücken

Ist das Gerät zur kontinuierlichen Messung für einen Parameter während der betreffenden Stunde oder des betreffenden Referenzzeitraums zeitweilig gestört, außerhalb des Messbereichs oder außer Betrieb, so wird der betreffende Stundenmittelwert anteilig anhand der verbliebenen Einzelwerte dieser Stunde bzw. des kürzeren Referenzzeitraums errechnet, sofern mindestens 80 % der maximal möglichen Einzelmessungen für den Parameter vorliegen.

Liegen weniger als 80 % der maximal möglichen Einzelmessungen für einen Parameter vor, wird eine der folgenden Methoden angewandt.

Im Fall direkt als Konzentration gemessener Parameter wird als Ersatzwert die Summe der durchschnittlichen Konzentration plus zweimal die Standardabweichung von diesem Durchschnitt verwendet, unter Anwendung folgender Gleichung:

$$C^*_{subst} = \overline{C} + 2\,\sigma_c \qquad \text{(Gleichung 19)}$$

Wobei:

$\overline{C}$ = der arithmetische Mittelwert der Konzentration des spezifischen Parameters während des gesamten Berichtszeitraums oder, falls beim Datenverlust besondere Umstände vorlagen, während eines im Hinblick auf die besonderen Umstände angemessenen Zeitraums;

σ_c = der beste Schätzwert der Standardabweichung der Konzentration des spezifischen Parameters während des gesamten Berichtszeitraums oder, falls beim Datenverlust besondere Umstände vorlagen, während eines im Hinblick auf die besonderen Umstände angemessenen Zeitraums.

Ist der Berichtszeitraum wegen erheblicher technischer Veränderungen innerhalb der Anlage für die Bestimmung solcher Ersatzwerte nicht geeignet, so ist ein anderer ausreichend repräsentativer Zeitrahmen für die Bestimmung des Durchschnitts und der Standardabweichung zu wählen, der nach Möglichkeit mindestens sechs Monate umfasst.

Handelt es sich um einen anderen Parameter als eine Konzentration, werden die Ersatzwerte nach einem geeigneten Massenbilanzmodell oder einer Energiebilanz für den Prozess bestimmt. Dieses Modell wird anhand der anderen gemessenen Parameter der auf Messung beruhenden Methodik und der unter normalen Betriebsbedingungen gewonnenen Daten für einen Zeitraum validiert, dessen Dauer derjenigen des Zeitraums, für den Daten fehlen, entspricht.

B.6.3. *Qualitätsanforderungen*

Alle Messungen werden nach Methoden vorgenommen, die auf folgenden Normen basieren:

— ISO 20181:2023 (Emissionen aus stationären Quellen — Qualitätssicherung für automatische Messeinrichtungen);

— ISO 14164:1999 Emissionen aus stationären Quellen — Bestimmung des Volumenstroms von strömenden Gasen in Leitungen — Automatisches Verfahren;

— sonstigen relevanten ISO-Normen, insbesondere ISO 16911-2 (Emissionen aus stationären Quellen — Manuelle und automatische Bestimmung der Geschwindigkeit und des Volumenstroms in Abgaskanälen).

Gibt es keine anwendbaren veröffentlichten Normen, so werden geeignete Normentwürfe, Best-Practice-Leitlinien der Industrie oder andere wissenschaftlich erprobte Vorgehensweisen befolgt, mit denen systematische Fehler bei der Probenahme und Messung begrenzt werden.

Zu berücksichtigen sind alle relevanten Aspekte des Systems zur kontinuierlichen Messung, insbesondere der Standort der Geräte sowie die Kalibrierung, Messung, Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle.

Messungen, Kalibrierungen und relevante Geräteprüfungen für Systeme zur kontinuierlichen Emissionsmessung müssen von Laboratorien vorgenommen werden, die gemäß ISO/IEC 17025 für die betreffenden Analysemethoden bzw. Kalibriertätigkeiten akkreditiert sind. Ist das Labor nicht entsprechend akkreditiert, ist die hinreichende Kompetenz gemäß Abschnitt B.5.4.3 sicherzustellen.

B.6.4. *Flankierende Berechnungen*

Werden CO_2-Emissionen mit einer auf Messung beruhenden Methodik bestimmt, so sind sie durch Berechnung der Jahresemissionen zu bestätigen, die sich für das betreffende Treibhausgas aus denselben Emissionsquellen und Stoffströmen ergeben. Zu diesem Zweck können die in den Abschnitten B.4 bis B.6 festgelegten Anforderungen gegebenenfalls vereinfacht werden.

B.6.5. *Mindestanforderungen an kontinuierliche Emissionsmessungen*

Die Mindestanforderung ist, dass für THG-Emissionen aus einer Emissionsquelle über den gesamten Berichtszeitraum eine Unsicherheit von 7,5 % erreicht wird. Für kleine Emissionsquellen oder unter außergewöhnlichen Umständen kann eine Unsicherheit von 10 % gestattet werden. Eine empfohlene Verbesserung besteht darin, zumindest für Emissionsquellen, die mehr als 100 000 Tonnen fossiles CO_2e pro Berichtszeitraum ausstoßen, eine Unsicherheit von 2,5 % zu erreichen.

B.7. **Anforderungen an die Bestimmung der PFC-Emissionen**

Die Überwachung umfasst PFC-Emissionen (perfluorierter Kohlenwasserstoff, PFC) aus Anodeneffekten, einschließlich diffuser PFC-Emissionen. Emissionen, die nicht auf Anodeneffekten beruhen, werden anhand von Schätzmethoden im Einklang mit den Best-Practice-Leitlinien der Industrie, insbesondere den vom International Aluminium Institute herausgegebenen Leitlinien, bestimmt.

Die Berechnung der PFC-Emissionen berücksichtigt die Emissionen, die in einer Leitung oder einem Kamin gemessen werden können („Punktquellenemissionen"), sowie diffuse Emissionen, wobei die Abscheideleistung der Leitung zugrunde gelegt wird:

PFC-Emissionen (gesamt) = PFC-Emissionen (Leitung) / Abscheideleistung (Gleichung 20)

Die Abscheideleistung wird bei der Bestimmung der anlagenspezifischen Emissionsfaktoren gemessen.

Die durch eine Leitung oder einen Kamin emittierten CF_4- und C_2F_6-Emissionen werden nach einer der folgenden Methoden berechnet:

— Methode A, soweit die Anodeneffekt-Minuten je Zelltag aufgezeichnet werden;

— Methode B, soweit die Anodeneffekt-Überspannung aufgezeichnet wird.

B.7.1. *Berechnungsmethode A — Steigungsmethode („Slope Method")*

Für die Bestimmung der PFC-Emissionen sind folgende Gleichungen zu verwenden:

$$CF_4\text{-Emissionen [t]} = AEM \times (SEF_{CF_4}/1\,000) \times Pr_{Al} \quad \text{(Gleichung 21)}$$

$$C_2F_6\text{-Emissionen [t]} = CF_4\text{-Emissionen} \times F_{C_2F_6} \quad \text{(Gleichung 22)}$$

Wobei:

AEM = Anodeneffekt-Minuten/Zelltag,

SEF_{CF_4} = Steigungskoeffizient, ausgedrückt in (kg CF_4/produzierte t Al)/(Anodeneffekt-Minuten/Zelltag). Bei Verwendung verschiedener Zelltypen können entsprechend unterschiedliche Steigungskoeffizienten (SEF) angewandt werden,

Pr_{Al} = Produktion von Primäraluminium [t] im Berichtszeitraum und

$F_{C_2F_6}$ = Gewichtungsfaktor C_2F_6 [t C_2F_6/t CF_4].

Anodeneffekt-Minuten je Zelltag = die Häufigkeit von Anodeneffekten (Zahl der Anodeneffekte/Zelltag) multipliziert mit der mittleren Dauer der Anodeneffekte (Anodeneffekt-Minuten/Auftreten):

$$AEM = Häufigkeit \times durchschnittliche\ Dauer \quad \text{(Gleichung 23)}$$

Emissionsfaktor: Der Emissionsfaktor für CF_4 (Steigungskoeffizient SEF_{CF_4}) drückt die emittierte Menge CF_4 [kg] je erzeugte Tonne Aluminium je Anodeneffekt-Minute/Zelltag aus. Der Emissionsfaktor für C_2F_6 (Gewichtungsfaktor $F_{C_2F_6}$) drückt die emittierte Menge C_2F_6 [kg] im Verhältnis zur emittierten Menge CF_4 [kg] aus.

Mindestanforderung: Verwendung der in Tabelle 2 dieses Abschnitts aufgeführten technologiespezifischen Emissionsfaktoren.

Empfohlene Verbesserung: Ermittlung anlagenspezifischer Emissionsfaktoren für CF_4 und C_2F_6 durch kontinuierliche oder periodische Feldmessungen. Bestimmung der Emissionsfaktoren im Einklang mit den Best-Practice-Leitlinien der Industrie, insbesondere den jüngsten Fassungen der vom International Aluminium Institute herausgegebenen Leitlinien. Berücksichtigung auch der nicht mit Anodeneffekten zusammenhängenden Emissionen im Emissionsfaktor. Bestimmung jedes Emissionsfaktors mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von ± 15 %. Bestimmung der Emissionsfaktoren mindestens alle drei Jahre oder — falls relevante Änderungen an der Anlage dies erforderlich machen — früher. Relevante Änderungen sind Änderungen bei der Verteilung der Anodeneffektdauer oder Änderungen des Kontrollalgorithmus mit Auswirkungen darauf, welche verschiedenen Arten von Anodeneffekten eintreten, oder auf die Strategie zum Löschen des Anodeneffekts.

Tabelle 2

Technologiespezifische Emissionsfaktoren, bezogen auf Tätigkeitsdaten für die Steigungsmethode

Technologie	Emissionsfaktor für CF_4 (SEF_{CF_4}) [(kg CF_4/t Al) / (AE-Minuten/Zelltag)]	Emissionsfaktor für C_2F_6 ($F_{C_2F_6}$) [t C_2F_6/t CF_4]
Alter Ofen mit Punktdosierung mit vorgebrannten Anoden (PFPB L)	0,122	0,097
Moderner Ofen mit Punktdosierung mit vorgebrannten Anoden (PFPB M)	0,104	0,057
Moderner Ofen mit Punktdosierung mit vorgebrannten Anoden ohne vollautomatisierte Gegenmaßnahmen gegen PFC-Emissionen durch Anodeneffekte (PFPB MW)	— [1]	— [1]
Mittenbedienter Ofen mit vorgebrannten Anoden (CWPB)	0,143	0,121

Technologie	Emissionsfaktor für CF_4 (SEF_{CF_4}) [(kg CF_4/t Al) / (AE-Minuten/ Zelltag)]	Emissionsfaktor für C_2F_6 ($F_{C_2F_6}$) [t C_2F_6/t CF_4]
Seitenbedienter Ofen mit vorgebrannten Anoden (SWPB)	0,233	0,280
Søderberg-Zelle mit vertikaler Anodenanordnung (VSS)	0,058	0,086
Søderberg-Zelle mit horizontaler Anodenanordnung (HSS)	0,165	0,077

([1]) Diesen Faktor muss der Anlagenbetreiber mit seinen eigenen Messungen bestimmen. Ist dies technisch nicht machbar oder mit unverhältnismäßigen Kosten verbunden, sind die Werte für die CWPB-Methodik zu verwenden.

B.7.2. *Berechnungsmethode B — Überspannungsmethode („Overvoltage Method")*

Für die Überspannungsmethode sind folgende Gleichungen zu verwenden:

$$CF_4\text{-Emissionen [t]} = OVC \times (AEO/CE) \times Pr_{Al} \times 0{,}001 \quad \text{(Gleichung 24)}$$

$$C_2F_6\text{-Emissionen [t]} = CF_4\text{-Emissionen} \times F_{C_2F_6} \quad \text{(Gleichung 25)}$$

Wobei:

OVC = Überspannungskoeffizient („Emissionsfaktor"), ausgedrückt in kg CF_4 je produzierte Tonne Aluminium und Millivolt (mV) Überspannung,

AEO = Anodeneffekt-Überspannung je Zelle [mV], bestimmt als das Integral von (Zeit × Spannung über der Zielspannung), geteilt durch die Zeit (Dauer) der Datenerhebung,

CE = mittlere Stromeffizienz der Aluminiumproduktion [%],

PrAl = Jahresproduktion Primäraluminium [t] und

$F_{C_2F_6}$ = Gewichtungsfaktor C_2F_6 [t C_2F_6/t CF_4].

Die Angabe *AEO*/*CE* (Anodeneffekt-Überspannung/Stromeffizienz) drückt die zeitintegrierte mittlere Anodeneffekt-Überspannung [mV Überspannung] je mittlerer Stromeffizienz [%] aus.

Mindestanforderung: Verwendung der in Tabelle 3 dieses Anhangs aufgeführten technologiespezifischen Emissionsfaktoren.

Empfohlene Verbesserung: Verwendung anlagenspezifischer Emissionsfaktoren für CF_4 [(kg CF_4/t Al)/(mV)] und C_2F_6 [t C_2F_6/t CF_4], die durch kontinuierliche oder periodische Feldmessungen ermittelt werden. Bestimmung der Emissionsfaktoren im Einklang mit den Best-Practice-Leitlinien der Industrie, insbesondere den jüngsten Fassungen der vom International Aluminium Institute herausgegebenen Leitlinien. Bestimmung der Emissionsfaktoren mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von jeweils ± 15 %. Bestimmung der Emissionsfaktoren mindestens alle drei Jahre oder — falls relevante Änderungen an der Anlage dies erforderlich machen — früher. Relevante Änderungen sind Änderungen bei der Verteilung der Anodeneffektdauer oder Änderungen des Kontrollalgorithmus mit Auswirkungen darauf, welche verschiedenen Arten von Anodeneffekten eintreten, oder auf die Strategie zum Löschen des Anodeneffekts.

Tabelle 3

Technologiespezifische Emissionsfaktoren, bezogen auf Überspannungsdaten

Technologie	Emissionsfaktor für CF_4 [(kg CF_4/t Al)/mV]	Emissionsfaktor für C_2F_6 [t C_2F_6/t CF_4]
Mittenbedienter Ofen mit vorgebrannten Anoden (CWPB)	1,16	0,121
Seitenbedienter Ofen mit vorgebrannten Anoden (SWPB)	3,65	0,252

B.7.3. *Bestimmung von CO_2e-Emissionen*

Die CO_2e-Emissionen werden unter Verwendung der in Abschnitt G dieses Anhangs aufgeführten Treibhauspotenziale aus den CF_4- und C_2F_6-Emissionen wie folgt berechnet:

$$\textit{PFC-Emissionen [t } CO_2e\textit{]} = \textit{CF}_4\textit{-Emissionen [t]} \times GWP_{CF_4} + \textit{C}_2\textit{F}_6\textit{-Emissionen [t]} \times GWP_{C_2F_6} \quad \text{(Gleichung 26)}$$

B.8. Anforderungen bei CO_2-Weiterleitungen

B.8.1. *In Gasen enthaltenes CO_2 („inhärentes CO_2“)*

Inhärentes CO_2, das an eine Anlage weitergeleitet wird, insbesondere solches, das in Erdgas, einem Restgas (wie z. B. Hochofengas oder Kokereigas) oder in Prozess-Inputs (wie z. B. Synthesegas) enthalten ist, wird in den Emissionsfaktor für diesen Stoffstrom einbezogen.

Wird aus der Anlage geleitetes CO_2 emittiert (z. B. abgelassen oder abgefackelt), wird es den Emissionen der Anlage zugerechnet, aus der es stammt.

B.8.2. *Möglichkeit des Abzugs von gespeichertem oder verbrauchtem CO_2*

(1) CO_2, das aus fossilem Kohlenstoff und aus Verbrennung oder zu Prozessemissionen führenden Prozessen stammt oder das aus anderen Anlagen (einschließlich in Form von inhärentem CO_2) eingeführt wird, darf in folgenden Fällen als nicht emittiert berücksichtigt werden, sofern Nummer 2 erfüllt ist:

a) wenn das CO_2 innerhalb der Anlage verbraucht oder aus der Anlage an eine der folgenden Stellen weitergeleitet wird:

— eine Anlage zur CO_2-Abscheidung, mit der die Emissionen gemäß dieser Verordnung überwacht werden;

— eine Anlage oder ein Transportnetz für die Zwecke zur langfristigen geologischen Speicherung von CO_2, die bzw. das die Emissionen für die Zwecke dieser Verordnung überwacht;

— eine Speicherstätte für die langfristige geologische Speicherung, die die Emissionen für die Zwecke dieser Verordnung überwacht, sofern sie Bedingungen entspricht, die den im Unionsrecht festgelegten Bedingungen gleichwertig sind;

b) wenn das CO_2 innerhalb der Anlage verbraucht oder aus der Anlage an eine Stelle weitergeleitet wird, in der die Emissionen für die Zwecke dieser Verordnung überwacht werden, um Erzeugnisse herzustellen, in denen der Kohlenstoff aus CO_2 gemäß der Delegierten Verordnung (EU) 2024/2620 der Kommission ([2]) dauerhaft chemisch gebunden ist, sodass er bei normalem Gebrauch, einschließlich aller normalen Tätigkeiten während der Entsorgungsphase des Erzeugnisses, nicht in die Atmosphäre gelangt.

(2) CO_2, das für einen der unter Nummer 1 genannten Zwecke an eine andere Anlage weitergeleitet wird, darf nur insoweit als nicht emittiert berücksichtigt werden, als für die gesamte Produktkette bis zur Speicherstätte oder Anlage, in der das CO_2 verbraucht wird, einschließlich aller Transportunternehmen, Nachweise über den jeweiligen Anteil des tatsächlich gespeicherten oder für die Herstellung chemisch stabiler Produkte verwendeten CO_2 an der Gesamtmenge des weitergeleiteten, aus der Anlage stammenden CO_2 erbracht werden. Außerdem müssen die Anlagenbetreiber den Überwachungsvorschriften gemäß Abschnitt B.8.3 nachkommen.

B.8.3. *Überwachungsvorschriften für CO_2-Weiterleitungen*

Identität und Kontaktdaten der aufseiten der annehmenden Anlagen oder Unternehmen verantwortlichen Person sind im Überwachungsplan eindeutig anzugeben. Die als nicht emittiert anzusehende Menge CO_2 ist im Emissionsbericht gemäß Anhang IV zu melden.

([2]) Delegierte 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).

Identität und Kontaktdaten der verantwortlichen Person aufseiten der Anlagen oder Unternehmen, aus denen CO_2 bezogen wurde, sind im Überwachungsplan eindeutig anzugeben. Die bezogene Menge CO_2 ist im Emissionsbericht gemäß Anhang IV zu melden.

Die von einer Anlage an eine andere weitergeleitete Menge CO_2 wird nach einer auf Messung beruhenden Methodik bestimmt.

Die Menge dauerhaft chemisch gebundenen CO_2 wird nach einer auf Berechnung beruhenden Methodik bestimmt, vorzugsweise unter Verwendung einer Massenbilanz. Die angewendeten chemischen Reaktionen sowie alle relevanten stöchiometrischen Faktoren sind im Überwachungsplan anzugeben.

Wird das CO_2 für die in Abschnitt B.8.2 Nummer 1 aufgeführten Zwecke verwendet, so finden die in Anhang IV Abschnitte 21 bis 23 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission ([3]) festgelegten Überwachungsmethoden Anwendung.

B.9. **Sektorspezifische Anforderungen**

B.9.1. *Zusätzliche Vorschriften für Verbrennungseinheiten*

Emissionen aus der Verbrennung umfassen alle CO_2-Emissionen aus der Verbrennung kohlenstoffhaltiger Brennstoffe, einschließlich Abfällen, unabhängig von jeglicher sonstigen Klassifizierung der Emissionen oder Brennstoffe. Ist unklar, ob ein Material als Brennstoff oder Prozess-Input (z. B. zur Reduktion von Metallerzen) fungiert, unterliegen die Emissionen des Materials derselben Überwachung wie Emissionen aus der Verbrennung. Zu den stationären Verbrennungseinheiten zählen unter anderem Heizkessel, Brenner, Turbinen, Erhitzer, Industrieöfen, Verbrennungsöfen, Kalzinierungsöfen, Brennöfen, Öfen, Trockner, Motoren, Brennstoffzellen, CLC-Einheiten („Chemical Looping Combustion Units"), Fackeln sowie thermische oder katalytische Nachbrenner.

Die Überwachung umfasst darüber hinaus CO_2-Prozessemissionen aus der Abgaswäsche, insbesondere CO_2 aus Kalkstein oder anderen Karbonaten für die Entschwefelung und ähnliche Abgasreinigung, sowie aus in Entstickungsanlagen (De-NOx) verwendetem Harnstoff.

B.9.1.1. Entschwefelung und andere Sauergaswäsche

Prozessbedingte CO_2-Emissionen aus dem Abgasstrom, die durch den Einsatz von Karbonaten für die Sauergaswäsche entstehen, werden auf der Grundlage des verbrauchten Karbonats (Methode A) berechnet. Im Fall der Entschwefelung kann die Berechnung alternativ auch auf die erzeugte Gipsmenge gestützt werden (Methode B). In letzterem Fall entspricht der Emissionsfaktor dem stöchiometrischen Verhältnis von Trockengips ($CaSO_4 \times 2H_2O$) zu emittiertem CO_2: 0,2558 t CO_2/t Gips.

B.9.1.2. Entfernung von Stickoxiden (De-NO_x)

Wird in einer Entstickungsanlage Harnstoff als Reduktionsmittel verwendet, sind die prozessbedingten CO_2-Emissionen aus seiner Verwendung nach Methode A zu berechnen, wobei der Emissionsfaktor auf dem stöchiometrischen Verhältnis von 0,7328 t CO_2/t Harnstoff beruht.

B.9.1.3. Überwachung von Fackeln

Bei der Berechnung der Emissionen aus dem Abfackeln von Gasen werden die Emissionen aus routinemäßigen und operationellen Abfackelvorgängen (Auslösen, Anfahren, Abschalten und Notbetrieb) berücksichtigt. Inhärentes CO_2 in den abgefackelten Gasen ist zu berücksichtigen.

Ist eine genauere Überwachung technisch nicht machbar oder würde sie zu unverhältnismäßigen Kosten führen, ist ein Referenzemissionsfaktor von 0,00393 t CO_2/Nm^3 zu verwenden, der aus der Verbrennung von reinem Ethan abgeleitet ist und als konservativer Proxywert für Fackelgase verwendet wird.

Eine empfohlene Verbesserung besteht darin, anlagenspezifische Emissionsfaktoren mittels Prozessmodellierung auf Basis von Industriestandardmodellen aus einem Schätzwert des Molekulargewichts des Fackelgasstromes abzuleiten und den gewichteten Jahresmittelwert für das Molekulargewicht des Fackelgases aus den relativen Anteilen und Molekulargewichten der jeweiligen Stoffströme zu errechnen.

Für Tätigkeitsdaten ist eine höhere Messunsicherheit hinnehmbar als bei anderen verbrannten Brennstoffen.

([3]) 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).

B.9.2. *Zusätzliche Vorschriften für Emissionen aus der Zementklinkerherstellung*

B.9.2.1. Zusätzliche Vorschriften für Methode A (Input-Basis)

Bei Anwendung von Methode A (auf Basis des Ofen-Inputs) zur Bestimmung der Prozessemissionen gelten die folgenden besonderen Vorschriften:

— Werden Zementofenstaub (cement kiln dust, CKD) oder Bypass-Staub aus dem Ofensystem abgeschieden, so sind die betreffenden Rohmaterialmengen nicht als Prozess-Input zu berücksichtigen. Die Emissionen aus Zementofenstaub sind gemäß Abschnitt B.9.2.3 gesondert zu berechnen.

— Es kann entweder auf das Rohmehl insgesamt oder auf die einzelnen Input-Materialien abgestellt werden, wobei Doppelerfassungen oder Nichterfassungen wegen Materialrücklauf bzw. Bypass-Material zu vermeiden sind. Werden Tätigkeitsdaten auf Basis des produzierten Klinkers ermittelt, so kann die Nettorohmehlmenge anhand eines anlagenspezifischen empirischen Rohmehl/Klinker-Quotienten bestimmt werden, der mindestens einmal jährlich nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie auf den neuesten Stand gebracht wird.

B.9.2.2. Zusätzliche Vorschriften für Methode B (Output-Basis)

Bei Anwendung von Methode B (auf Basis des Klinker-Outputs) zur Bestimmung der Prozessemissionen, gelten die folgenden besonderen Vorschriften:

Die Tätigkeitsdaten werden anhand der Klinkerproduktion [t] im Berichtszeitraum bestimmt, und zwar

— entweder durch direktes Wiegen des Klinkers

— oder auf Basis der Zementzulieferungen nach folgender Formel (Materialbilanz unter Berücksichtigung des Klinkerversands, der Klinkerzulieferung und der Veränderungen des Klinkerbestands):

$$Cli_{prod} = (Cem_{deliv} - Cem_{SV}) \times CCR - Cli_s + Cli_d - Cli_{SV} \quad \text{(Gleichung 27)}$$

– Wobei:

– Cli_{prod} = Menge des erzeugten Klinkers, ausgedrückt in Tonnen,

– Cem_{deliv} = Menge der Zementzulieferungen, ausgedrückt in Tonnen,

– Cem_{SV} = Veränderung des Zementbestands, ausgedrückt in Tonnen,

– *CCR* = Klinker-Zement-Verhältnis (Tonnen Klinker je Tonne Zement),

– Cli_s = Menge des zugelieferten Klinkers, ausgedrückt in Tonnen,

– Cli_d = Menge des versandten Klinkers, ausgedrückt in Tonnen, und

– Cli_{SV} = Veränderung des Klinkerbestands, ausgedrückt in Tonnen.

Das Klinker-Zement-Verhältnis ist entweder für jedes der verschiedenen Zementprodukte auf der Grundlage von Laboranalysen gemäß Abschnitt B.5.4 gesondert zu bestimmen oder als Quotient aus der Differenz zwischen Zementzulieferungen und Bestandsveränderungen und allen als Zusatzstoffe im Zement verwendeten Materialien wie Bypass-Staub und Zementofenstaub zu berechnen.

Als Mindestanforderung zur Bestimmung des Emissionsfaktors ist ein Standardwert von 0,525 t CO_2/t Klinker anzuwenden.

B.9.2.3. Emissionen bezogen auf Staubabscheidungen

Den Emissionen hinzuzurechnen sind CO_2-Emissionen aus aus dem Ofensystem abgeschiedenem Bypass-Staub oder Zementofenstaub (CKD), bereinigt um die teilweise CKD-Kalzinierung.

Mindestanforderung: Es ist ein Emissionsfaktor von 0,525 t CO_2/t Staub anzuwenden.

Empfohlene Verbesserung: Der Emissionsfaktor (EF) ist mindestens einmal jährlich gemäß den Bestimmungen in Abschnitt B.5.4 und unter Verwendung folgender Formel zu bestimmen:

$$EF_{CKD} = \left(\frac{EF_{Cli}}{1 + EF_{Cli}} \times d\right) / \left(1 - \frac{EF_{Cli}}{1 + EF_{Cli}} \times d\right) \quad \text{(Gleichung 28)}$$

Wobei:

EF_{CKD} = Emissionsfaktor für teilweise kalzinierten Zementofenstaub [t CO_2/t CKD],

EF_{Cli} = anlagenspezifischer Emissionsfaktor für Klinker [t CO_2/t clinker] und

d = Grad der CKD-Kalzinierung (freigesetztes CO_2 als prozentualer Anteil des Gesamtkarbonat-CO_2 in der Rohmischung).

B.9.3. *Zusätzliche Vorschriften für Emissionen aus der Salpetersäureherstellung*

B.9.3.1. Allgemeine Vorschriften für die Messung von N_2O

N_2O-Emissionen werden nach einer auf Messung beruhenden Methodik bestimmt. Für jede Emissionsquelle werden die N_2O-Konzentrationen im Abgasstrom an einer repräsentativen Stelle gemessen, im Falle der Emissionsminderung hinter der No_x/N_2O-Emissionsminderungsvorrichtung. Dabei werden Techniken angewandt, mit denen die N_2O-Konzentrationen sowohl geminderter als auch ungeminderter Emissionen aus sämtlichen Quellen gemessen werden können. Alle Messungen werden erforderlichenfalls auf Trockengas bezogen und systematisch gemeldet.

B.9.3.2. Bestimmung des Abgasstroms

Die Überwachung des Abgasstroms erfolgt nach der in Abschnitt B.6.2.5 festgelegten Massenbilanzmethode, es sei denn, dies ist technisch nicht durchführbar. In diesem Fall ist es möglich, eine alternative Methode — auch eine andere, auf signifikanten Parametern wie dem Ammoniak-Einsatz beruhende Massenbilanzmethode — anzuwenden oder den Abgasstrom durch kontinuierliche Messung des Emissionsstroms zu bestimmen.

Der Abgasstrom wird nach folgender Formel berechnet:

$$V_{flue\ gas\ flow}\ [Nm^3/h] = V_{air} \times (1 - O_{2,air}) / (1 - O_{2,flue\ gas}) \quad \text{(Gleichung 29)}$$

Wobei:

V_{air} = Gesamtzuluftstrom in Nm^3/Std. unter Standardbedingungen,

$O_{2,air}$ = Volumenanteil O_2 in Trockenluft (= 0,2095) und

$O_{2,flue\ gas}$ = Volumenanteil O_2 im Abgas.

V_{air} = Summe aller Luftströme, die der Salpetersäureanlage zugeführt werden, insbesondere primärer und sekundärer Zuluftstrom sowie gegebenenfalls Sperrluftstrom.

Alle Messungen werden auf Trockengas bezogen und systematisch gemeldet.

B.9.3.3. Sauerstoffkonzentrationen (O_2)

Soweit dies für die Berechnung des Abgasstroms gemäß Abschnitt B.9.3.2 erforderlich ist, sind die Sauerstoffkonzentrationen im Abgas unter Beachtung der in Abschnitt B.6.2.2 festgelegten Anforderungen zu messen. Alle Messungen werden auf Trockengas bezogen und systematisch gemeldet.

C. WÄRMESTRÖME

C.1. **Vorschriften für die Bestimmung der Nettomenge messbarer Wärme**

C.1.1. *Grundsätze*

Die angegebenen Mengen messbarer Wärme beziehen sich immer auf die Nettomenge messbarer Wärme, bestimmt als Wärmegehalt (Enthalpie) des an den wärmeverbrauchenden Prozess oder den externen Nutzer transportierten Wärmestroms, abzüglich des Wärmegehalts des Rückstroms.

Wärmeverbrauchende Prozesse, die für die Wärmeerzeugung und -verteilung erforderlich sind (wie Entgasung, Aufbereitung von Zusatzwasser und regelmäßiges Abblasen), werden beim Wirkungsgrad des Wärmesystems wie auch bei den mit Waren verbundenen grauen Emissionen berücksichtigt.

Wird derselbe Wärmeträger durch mehrere aufeinanderfolgende Prozesse genutzt und seine Wärme ausgehend von unterschiedlichen Temperaturstufen verbraucht, so wird die Menge Wärme, die von jedem wärmeverbrauchenden Prozess verbraucht wurde, gesondert bestimmt, es sei denn, die Prozesse sind Teil des Gesamtherstellungsverfahrens derselben Waren. Die Wiedererwärmung des Wärmeträgers zwischen aufeinanderfolgenden wärmeverbrauchenden Prozessen wird als zusätzliche Wärmeerzeugung behandelt.

Wird Wärme über einen Absorptions-Kühlprozess zur Kühlung verwendet, so wird dieser Kühlprozess als wärmeverbrauchender Prozess betrachtet.

C.1.2. *Methodik für die Bestimmung von Nettomengen messbarer Wärme*

Für die Auswahl der Datenquellen zur Quantifizierung von Energieströmen gemäß Artikel 4 sind die folgenden Methoden zur Bestimmung der Nettomengen messbarer Wärme zu berücksichtigen:

C.1.2.1. Methode 1: Mittels Messungen

Bei dieser Methode werden alle relevanten Parameter gemessen, insbesondere Temperatur, Druck, Zustand des transportierten und des zurückgeleiteten Wärmeträgers. Im Fall von Dampf bezieht sich der Zustand des Mediums auf seine Sättigung oder den Grad der Überhitzung. Es wird der Volumenstrom des Wärmeträgers gemessen. Basierend auf den Messwerten werden die Enthalpie und das spezifische Volumen des Wärmeträgers anhand geeigneter Dampftabellen oder Ingenieursoftware bestimmt.

Der Massenstrom des Wärmeträgers wird wie folgt berechnet:

$$\dot{m} = \dot{V} / v \qquad \text{(Gleichung 30)}$$

Wobei:

$\dot{m}$ = Massenstrom in kg/s,

$\dot{V}$ = Volumenstrom in m^3/s und

v = spezifisches Volumen in m^3/kg.

Da für den transportierten und den zurückgeleiteten Wärmeträger derselbe Massenstrom angenommen wird, wird der Wärmestrom anhand der Differenz der Enthalpie zwischen dem transportierten und dem zurückgeleiteten Strom wie folgt berechnet:

$$\dot{Q} = (h_{flow} - h_{return}) \times \dot{m} \qquad \text{(Gleichung 31)}$$

Wobei:

$\dot{Q}$ = Wärmestrom in kJ/s,

h_{flow} = Enthalpie des transportierten Stroms in kJ/kg,

h_{return} = Enthalpie des Rückflusses in kJ/kg und

$\dot{m}$ = Massenstrom in kg/s.

Wird Dampf oder heißes Wasser als Wärmeträger verwendet und das Kondensat nicht rückgeführt, oder kann die Enthalpie des rückgeführten Kondensats nicht geschätzt werden, so ist h_{return} auf der Grundlage einer Temperatur von 90 °C zu bestimmen.

Ist bekannt, dass die Massenströme nicht identisch sind, gilt Folgendes:

— Verbleibt das Kondensat nachweislich im Erzeugnis (z. B. bei Verfahren mit direkter Dampfinjektion („live steam injection")), wird die betreffende Menge Kondensatenthalpie nicht abgezogen;

— ist bekannt, dass der Wärmeträger verloren geht (z. B. durch Leckagen oder Abwasser), so wird ein Schätzwert des entsprechenden Massenstroms von dem Massenstrom des transportierten Wärmeträgers abgezogen.

Der jährliche Nettowärmestrom wird aus den oben genannten Daten bestimmt, und zwar, je nach verfügbaren Messgeräten und Datenverarbeitungssystem, nach einer der folgenden Methoden:

— indem die jährlichen Durchschnittswerte für die Parameter zur Bestimmung der jährlichen durchschnittlichen Enthalpie des transportierten und zurückgeleiteten Wärmeleiters bestimmt und nach Gleichung 31 mit dem jährlichen Gesamtmassenstrom multipliziert werden;

— indem die Stundenwerte des Wärmestroms bestimmt und diese Werte über die jährliche Gesamtbetriebsdauer des Wärmesystems summiert werden. Abhängig vom Datenverarbeitungssystem können die Stundenwerte gegebenenfalls durch andere Zeitintervalle ersetzt werden.

C.1.2.2. Methode 2: Berechnung eines Proxywerts auf Grundlage des gemessenen Wirkungsgrads

Die Menge messbarer Nettowärme ist auf der Grundlage des Brennstoff-Inputs und des gemessenen Wirkungsgrads der Wärmeerzeugung und -übertragung zu bestimmen:

$$Q = \eta_H \times E_{In} \qquad \text{(Gleichung 32)}$$

$$E_{In} = \sum_i AD_i \times NCV_i \qquad \text{(Gleichung 33)}$$

Wobei:

Q = Wärmemenge, ausgedrückt in TJ,

η_H = gemessener Wirkungsgrad der Wärmeerzeugung und -übertragung,

E_{In} = Energie-Input aus Brennstoffen,

AD_i = jährliche Tätigkeitsdaten (d. h. verbrauchte Mengen) der Brennstoffe i und

NCV_i = unterer Heizwert der Brennstoffe i.

Der Wert von η_H wird über einen hinreichend langen Zeitraum gemessen, der die verschiedenen Lastzustände der Anlage hinreichend berücksichtigt, oder der Dokumentation des Herstellers entnommen. Diesbezüglich ist der spezifischen Teillastkurve durch Verwendung des jährlichen Lastfaktors Rechnung zu tragen:

$$L_F = \frac{E_{In}}{E_{Max}} \qquad \text{(Gleichung 34)}$$

Wobei:

L_F = Lastfaktor,

E_{In} = Energie-Input im Berichtszeitraum, bestimmt nach Gleichung 33, und

E_{Max} = maximaler Brennstoff-Input, wenn die Wärmeerzeugungseinheit über das gesamte Kalenderjahr bei voller Nennlast betrieben würde.

Der Wirkungsgrad sollte auf der vollständigen Rückleitung des Kondensats beruhen. Für das zurückgeleitete Kondensat wird eine Temperatur von 90 °C angenommen.

C.1.2.3. Methode 3: Berechnung eines Proxywerts auf Grundlage des Referenzwirkungsgrads

Diese Methode ist mit Methode 3 identisch, wobei jedoch in Gleichung 32 ein Referenzwirkungsgrad von 70 % ($\eta_{Ref,H}$ = 0,7) eingesetzt wird.

C.1.3. *Besondere Vorschriften*

Verbraucht eine Anlage (z. B. bei der Herstellung von Ammoniak oder Salpetersäure) messbare Wärme, die aus anderen exothermen chemischen Prozessen als aus Verbrennung erzeugt wird, so ist die betreffende verbrauchte Wärmemenge gesondert von anderer messbarer Wärme zu bestimmen, und dem betreffenden Wärmeverbrauch werden null CO_2e-Emissionen zugewiesen.

D. STROM

D.1. **Berechnung der strombezogenen Emissionen**

Die mit der Stromerzeugung oder dem Stromverbrauch verbundenen Emissionen sind nach folgender Gleichung zu berechnen:

$$Em_{el} = E_{el} \times EF_{el} \qquad \text{(Gleichung 35)}$$

Wobei:

Em_{el} = mit der Stromerzeugung oder dem Stromverbrauch verbundene Emissionen, ausgedrückt in t CO_2,

E_{el} = erzeugter oder verbrauchter Strom, ausgedrückt in MWh oder TJ, und

EF_{el} = Emissionsfaktor des eingesetzten Stroms, ausgedrückt in t CO_2/MWh.

D.2. **Vorschriften für die Bestimmung des Emissionsfaktors von in das Zollgebiet der Union eingeführtem Strom**

Für die Bestimmung der spezifischen grauen Emissionen von in das Zollgebiet der Union eingeführtem Strom sind gemäß Anhang IV Nummer 2 der Verordnung (EU) 2023/956 nur direkte Emissionen zu berücksichtigen.

Der Emissionsfaktor für die Berechnung der spezifischen grauen Emissionen von Strom wird wie folgt bestimmt:

— Für ein Drittland, eine Gruppe von Drittländern oder eine Region innerhalb eines Drittlandes ist der spezifische Standardwert der in Abschnitt D.2.1 festgelegte relevante CO_2-Emissionsfaktor;

— ist kein spezifischer Standardwert gemäß Buchstabe a verfügbar, so ist der CO_2-Emissionsfaktor für die EU gemäß Abschnitt D.2.2 zu verwenden;

— legen ein Land oder eine Gruppe von Drittländern ausreichende Nachweise auf der Grundlage amtlicher und öffentlicher Informationen vor, aus denen hervorgeht, dass der CO_2-Emissionsfaktor in dem Drittland, der Gruppe von Drittländern oder der Region innerhalb eines Drittlandes, aus dem bzw. der Strom eingeführt wird, niedriger ist als die Werte gemäß den Buchstaben a und b, und sind die Bedingungen gemäß Abschnitt D.2.3 erfüllt, so wird der alternative Standardwert verwendet, der auf der Grundlage der vorgelegten verfügbaren und verlässlichen Daten bestimmt wurde;

— ein zugelassener CBAM-Anmelder kann für die Berechnung der grauen Emissionen des eingeführten Stroms anstelle der Standardwerte die tatsächlichen grauen Emissionen zugrunde legen, wenn anhand der in Abschnitt D.2.4 dieses Anhangs aufgeführten Nachweise dargelegt werden kann, dass die in Anhang IV Nummer 5 Buchstaben a bis d der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten kumulativen Kriterien erfüllt sind und die Berechnung auf Daten beruht, die vom Stromerzeuger gemäß diesem Anhang bestimmt und gemäß Abschnitt D.4.1 oder D.4.2 dieses Anhangs berechnet wurden.

D.2.1. *CO_2-Emissionsfaktor auf Basis spezifischer Standardwerte*

Gemäß Anhang IV Nummer 4.2.1 der Verordnung (EU) 2023/956 sind die CO_2-Emissionsfaktoren in dem Drittland, der Gruppe von Drittländern oder der Region innerhalb eines Drittlandes auf der Grundlage der besten der Kommission vorliegenden Daten zu verwenden.

D.2.2. *CO_2-Emissionsfaktor in der EU*

Gemäß Anhang IV Abschnitt 4.2.2 der Verordnung (EU) 2023/956 findet der CO_2-Emissionsfaktor in der Union Anwendung.

D.2.3. *CO_2-Emissionsfaktor auf der Grundlage alternativer verlässlicher Daten*

Für die Zwecke von Abschnitt D.2 Buchstabe c können alternative Standardwerte für Strom verwendet werden, der in einem bestimmten Jahr aus einem bestimmten Drittland eingeführt wurde, wenn ein Drittland oder eine Gruppe von Drittländern der Kommission bis zum 30. Juni des betreffenden Jahres Datensätze aus verlässlichen alternativen amtlichen Quellen, einschließlich nationaler Statistiken, vorlegen, aus denen hervorgeht, dass der anhand der Gleichungen 36 und 37 berechnete CO_2-Emissionsfaktor niedriger ist als der in Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegte CO_2-Emissionsfaktor. Ist die Kommission der Auffassung, dass die vorgelegten alternativen amtlichen Quellen verlässlich sind, so ändert die entsprechenden Standardwerte, soweit möglich, bis zum 30. Juni des Folgejahres. Die geänderten Standardwerte gelten für Strom, der in dem Jahr eingeführt wurde, in dem die Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen bereitgestellt wurden.

Stellen ein Drittland oder eine Gruppe von Drittländern die Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen nach dem 30. Juni eines bestimmten Jahres bereit, und hält die Kommission diese für verlässlich, so ändert sie die entsprechenden Standardwerte, soweit möglich, bis zum 30. Juni des zweiten auf das Jahr der Bereitstellung der Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen folgenden Jahres. Die geänderten Standardwerte gelten für Strom, der in dem auf das Jahr der Bereitstellung der Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen folgenden Jahr eingeführt wurde. Gelingt es der Kommission, die entsprechenden Standardwerte in dem auf das Jahr der Bereitstellung der Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen folgenden Jahr und vor Ablauf der Frist für die Einreichung der CBAM-Erklärungen gemäß Artikel 6 der Verordnung (EU) 2023/956 zu ändern, so gelten die geänderten Standardwerte für Strom, der in dem Jahr eingeführt wurde, in dem die Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen bereitgestellt wurden.

Die Berechnung des alternativen CO_2-Emissionsfaktors erfolgt auf der Grundlage des Durchschnitts der jährlichen CO_2-Emissionsfaktoren für den letzten Fünfjahreszeitraum, für den verlässliche Daten verfügbar sind.

Zu diesem Zweck sind die jährlichen CO_2-Emissionsfaktoren nach folgender Gleichung zu berechnen:

$$Em_{el,y} = \frac{\sum_i^n EF_i \times E_{el,i,y}}{E_{el,y}} \qquad \text{(Gleichung 36)}$$

Wobei:

$Em_{el,y}$ = jährlicher CO_2-Emissionsfaktor für alle Fossilbrennstoff-Technologien in dem betreffenden Jahr in dem Drittland, der Gruppe von Drittländern oder der Region innerhalb eines Drittlandes, das bzw. die zur Stromausfuhr in die EU in der Lage sind,

$E_{el,y}$ = gesamte Bruttostromerzeugung aus allen Fossilbrennstoff-Technologien in dem Jahr, EF_i = CO_2-Emissionsfaktor für jede Fossilbrennstoff-Technologie „i“ und

$E_{el,i,y}$ = jährliche Bruttostromerzeugung aus jeder Fossilbrennstoff-Technologie „i“.

Die Berechnung des CO_2-Emissionsfaktors erfolgt als gleitender Durchschnitt der betreffenden Jahre, beginnend mit dem aktuellen Jahr minus zwei, nach folgender Gleichung:

$$Em_{el} = \frac{\sum_{y-6}^{y-2} Em_{el,\mathrm{i}}}{5} \qquad \text{(Gleichung 37)}$$

Wobei:

Em_{el} = CO_2-Emissionsfaktor aus dem gleitenden Durchschnitt der jährlichen CO_2-Emissionsfaktoren der fünf vorangegangenen Jahre, beginnend mit dem aktuellen Jahr minus zwei Jahre, bis zum aktuellen Jahr minus sechs Jahre,

$Em_{el,y}$ = CO_2-Emissionsfaktor für jedes Jahr „i“,

i = variabler Index für die zu berücksichtigenden Jahre und

y = aktuelles Jahr.

Sollten aktuellere, verlässlichere Daten verfügbar sein, kann der gleitende Durchschnitt beginnend mit dem aktuellen Jahr minus ein Jahr bis zum aktuellen Jahr minus fünf Jahre berechnet werden.

D.2.4. *Nachweise für die Verwendung tatsächlicher grauer Emissionen bei in die Union eingeführtem Strom*

Anstelle der Standardwerte für die Berechnung der grauen Emissionen einer bestimmten Menge eingeführten Stroms kann ein zugelassener CBAM-Anmelder gemäß Anhang IV Nummer 5 der Verordnung (EU) 2023/956 die tatsächlichen grauen Emissionen verwenden, sofern die in diesem Abschnitt unter den Buchstaben a bis d genannten kumulativen Kriterien erfüllt sind.

Zum Nachweis, dass die Kriterien für die Verwendung tatsächlicher Emissionen gemäß Anhang IV Nummer 5 der Verordnung (EU) 2023/956 erfüllt werden, sind folgende Belege einzureichen.

— Für das Kriterium gemäß Anhang IV Nummer 5 Buchstabe a der Verordnung (EU) 2023/956:

  a) Vertragsunterlagen zum Nachweis dafür, dass ein Strombezugsvertrag direkt zwischen dem zugelassenen CBAM-Anmelder und einem in einem Drittland niedergelassenen Stromerzeuger über die physische Lieferung von Strom abgeschlossen wurde. Der Strombezugsvertrag muss zum Zeitpunkt der Stromeinfuhr, für die die tatsächlichen Emissionen geltend gemacht werden, anwendbar sein und mindestens die Strommenge abdecken, für die die tatsächlichen Emissionen geltend gemacht werden. Wurde der Strombezugsvertrag über einen Vermittler abgeschlossen, so muss aus den Vertragsunterlagen hervorgehen, dass zwischen den drei Vertragsparteien nur ein einziger Vertrag geschlossen wurde.

— Für das Kriterium gemäß Anhang IV Nummer 5 Buchstabe b der Verordnung (EU) 2023/956 einer der folgenden Nachweise:

  a) Einliniendiagramm, aus dem hervorgeht, dass eine direkte Verbindung zwischen der Stromerzeugungsanlage und dem Übertragungsnetz der Union besteht;

  b) schriftliche Unterlagen des Übertragungsnetzbetreibers oder einer anderen Stelle, die Zugang zu den einschlägigen Informationen hat, aus denen hervorgeht, dass zum Zeitpunkt der Ausfuhr, der im Stundentakt bestimmt wird, an keinem Punkt im Netzwerk zwischen der Anlage und dem Übertragungsnetz der Union ein physischer Netzwerkengpass bestand.

— Für das Kriterium gemäß Anhang IV Nummer 5 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2023/956:

  a) Daten, aus denen hervorgeht, dass die Stromerzeugungsanlage nicht mehr als 550 g CO_2 aus fossilen Brennstoffen pro Kilowattstunde Strom ausstößt.

— Für das Kriterium gemäß Anhang IV Nummer 5 Buchstabe d der Verordnung (EU) 2023/956:

  a) schriftliche Unterlagen der Person, die die entsprechende Kapazität an der Verbindungsleitung zugewiesen hat, oder des betreffenden Übertragungsnetzbetreibers, aus denen hervorgeht, dass eine bestimmte Strommenge im Ursprungsland, im Bestimmungsland und gegebenenfalls in jedem Transitland zugewiesen wurde, und in denen der Zeitraum angegeben ist, auf den sich die ausgewiesene Kapazität bezieht, sowie

  b) Daten aus einem intelligenten Messsystem, die belegen, dass die Erzeugung einer entsprechenden Strommenge durch die Anlage innerhalb desselben Messzeitraums erfolgte wie die ausgewiesene Kapazität. Dieser Zeitraum darf höchstens eine Stunde betragen.

— Für die Kriterien gemäß Anhang IV Nummer 5 Buchstabe e der Verordnung (EU) 2023/956:

  a) monatliche Zwischenberichte mit den unter dieser Nummer genannten Nachweisen, aus denen hervorgeht, wie die in Anhang IV Nummer 5 Buchstaben a bis d der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegten Kriterien erfüllt sind.

D.3. **Vorschriften für die Bestimmung der für die Erzeugung anderer Waren als Strom verwendeten Strommengen**

Zur Bestimmung der grauen Emissionen wird bei der Messung der Strommengen nur die Wirkleistung berücksichtigt, nicht die Scheinleistung (komplexe Leistung). Gemessen wird nur die Wirkleistungskomponente; die Scheinleistung bleibt außer Betracht.

Was die Stromerzeugung angeht, bezieht sich die Aktivitätsrate auf den Nettostrom, der die Systemgrenzen des Kraftwerks oder KWK-Blocks verlässt, nach Abzug des intern verbrauchten Stroms.

D.4. **Vorschriften für die Bestimmung der indirekten grauen Emissionen von Strom, der für die Herstellung anderer Waren als Strom verwendet wird**

Die Emissionsfaktoren für Strom sind wie folgt zu bestimmen:

— anhand des durchschnittlichen Emissionsfaktors des Stromnetzes des Ursprungslandes, der gemäß Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 bereitgestellt wurde, oder

— anhand eines gemäß Abschnitt D.4.4 festgelegten alternativen Standardwerts, sofern anhand von amtlichen und öffentlich zugänglichen Informationen ausreichende Nachweise dafür vorgelegt werden, dass der durchschnittliche Emissionsfaktor des Stromnetzes eines Drittlandes oder einer Gruppe von Drittländern, in denen Strom erzeugt wurde, niedriger ist als die gemäß Buchstabe a festgelegten Werte;

— anhand der tatsächlichen Emissionsfaktoren für Strom nach Maßgabe der Abschnitte D.4.1 bis D.4.3.

D.4.1. *Emissionsfaktor des erzeugten Stroms (ausgenommen Erzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung)*

Sind die Kriterien für die Verwendung der tatsächlichen Emissionen für Strom oder von indirekten Emissionen gemäß Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 erfüllt, so wird für Strom, der aus der Verbrennung von Brennstoffen (ausgenommen durch Kraft-Wärme-Kopplung) erzeugt wird, der Emissionsfaktor des Stroms EF_{El} auf der Grundlage des jeweiligen Brennstoffmixes bestimmt, und die der Stromerzeugung zuzuordnenden Emissionen werden wie folgt berechnet:

$$EF_{El} = (\Sigma\ AD_i \times\cdot NCV_i \times\cdot EF_i + Em_{FGC})/El_{prodIs} \qquad \text{(Gleichung 38)}$$

Wobei:

AD_i = jährliche Tätigkeitsdaten (d. h. verbrauchte Mengen) der für die Stromerzeugung verwendeten Brennstoffe *i*, ausgedrückt in Tonnen oder Nm^3,

NCV_i = untere Heizwerte der Brennstoffe *i*, ausgedrückt in TJ/t oder TJ/Nm^3,

EF_i = Emissionsfaktoren der Brennstoffe *i*, ausgedrückt in t CO_2/TJ,

Em_{FGC} = Prozessemissionen aus der Abgaswäsche, ausgedrückt in t CO_2, und

El_{prod} = Nettomenge des erzeugten Stroms, ausgedrückt in MWh. Darin können Strommengen enthalten sein, die aus anderen Quellen als durch die Verbrennung von Brennstoffen erzeugt wurden.

Ist ein Restgas Teil des verwendeten Brennstoffmixes, und ist der Emissionsfaktor des Restgases höher als der in Abschnitt G Tabelle 1 angegebene Standard-Emissionsfaktor für Erdgas, so ist für die Berechnung von EF_{El} anstelle des Emissionsfaktors des Restgases der Standard-Emissionsfaktor zu verwenden.

D.4.2. *Emissionsfaktor von durch Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom*

Sind die Kriterien für die Verwendung der tatsächlichen Emissionen für indirekte Emissionen gemäß Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 erfüllt, so wird der Emissionsfaktor der Stromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung gemäß Anhang III Abschnitt A.2.2 bestimmt.

D.4.3. *Nachweise für die Verwendung tatsächlicher indirekter grauer Emissionen*

Gemäß Anhang IV Nummer 6 der Verordnung (EU) 2023/956 kann ein zugelassener CBAM-Anmelder anstelle der Standardwerte für die Berechnung der indirekten grauen Emissionen die tatsächlichen grauen Emissionen anwenden, sofern die erforderlichen Kriterien erfüllt sind. Sind die Kriterien erfüllt, so wird der Emissionsfaktor gemäß den Abschnitten D.4.1 oder D.4.2 dieses Anhangs bestimmt.

Um nachzuweisen, dass die Kriterien für die Verwendung tatsächlicher grauer Emissionen für indirekte Emissionen gemäß Anhang IV Nummer 6 der Verordnung (EU) 2023/956 erfüllt sind, sind die folgenden Nachweise vorzulegen.

— Zum Nachweis einer direkten technischen Verbindung:

a) Einliniendiagramm, aus dem hervorgeht, dass eine direkte technische Verbindung zwischen der Anlage, in der die eingeführte Ware hergestellt wird, und der Stromerzeugungsquelle besteht;

b) Daten aus einem intelligenten Messsystem, die belegen, dass die Strommenge, für die die tatsächlichen Emissionen geltend gemacht werden, von der über die direkte technische Verbindung angeschlossenen Stromerzeugungsanlage erzeugt wurde, und aus denen der Zeitraum der Stromerzeugung hervorgeht, wobei Messzeiträume von höchstens einer Stunde anzugeben sind;

c) Daten aus einem intelligenten Messsystem, die belegen, dass die Strommenge, für die die tatsächlichen Emissionen geltend gemacht werden, innerhalb desselben Messzeitraums von höchstens einer Stunde an eine über die direkte technische Verbindung angeschlossene Anlage geliefert wurde, in der eine in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführte Ware hergestellt wird;

d) ein Vertrag zwischen den Betreibern der beiden Anlagen, in dem die Lieferung mindestens der Strommenge vereinbart ist, für die die tatsächlichen Emissionen von einer Anlage zur anderen geltend gemacht werden, wenn über die direkte technische Verbindung mehrere Strom erzeugende Anlagen mit einer oder mehreren Anlagen verbunden sind, in denen eine in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführte Ware hergestellt wird. Befinden sich die Stromerzeugungsanlage und die Anlage zur Herstellung einer in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten Ware im Eigentum derselben Rechtsperson, so ist ein konzerninterner Abnahmevertrag vorzulegen, in dem die Lieferung mindestens der entsprechenden Strommenge vereinbart ist.

— Zum Nachweis eines Strombezugsvertrags:

a) Vertragsunterlagen zum Nachweis dafür, dass ein Strombezugsvertrag direkt zwischen einer Anlage, in der die in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführte Waren hergestellt werden, und einem in einem Drittland befindlichen Stromerzeuger über die physische Lieferung von Strom abgeschlossen wurde. Wurde der Strombezugsvertrag über einen Vermittler abgeschlossen, muss aus den Vertragsunterlagen hervorgehen, dass zwischen den drei Vertragsparteien nur ein einziger Vertrag geschlossen wurde;

b) Daten aus einem intelligenten Messsystem, die belegen, dass eine bestimmte Strommenge von der Stromerzeugungsanlage erzeugt wurde, und aus denen der Zeitraum der Erzeugung hervorgeht;

c) Daten aus einem intelligenten Messsystem, die belegen, dass innerhalb desselben Messzeitraums von höchstens einer Stunde eine gleichwertige Strommenge an die Anlage geliefert wurde, in der die in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten Waren hergestellt werden;

d) schriftliche Unterlagen des Übertragungsnetzbetreibers, der Behörden oder anderer Quellen für einschlägige öffentliche und verlässliche Informationen, die einen physischen Netzanschluss zwischen der Anlage zur Stromerzeugung und der Anlage zur Herstellung von in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten Waren belegen.

D.4.4. *Emissionsfaktor auf der Grundlage alternativer verlässlicher Daten*

Für die Zwecke von Abschnitt D.4.2 können alternative Standardwerte für den Stromverbrauch bei der Herstellung von in einem bestimmten Jahr eingeführten Waren verwendet werden, wenn ein Drittland oder eine Gruppe von Drittländern der Kommission bis zum 30. Juni des betreffenden Jahres anhand von Datensätzen aus verlässlichen alternativen amtlichen Quellen, einschließlich nationaler Statistiken, nachweisen, dass die auf der Grundlage der Gleichungen 45 und 56 berechnete durchschnittliche Emissionsintensität des Stromnetzes des Drittlandes in den vergangenen fünf Jahren niedriger ist als die in Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegte Emissionsintensität. Ist die Kommission der Auffassung, dass die vorgelegten alternativen amtlichen Quellen verlässlich sind, ändert sie den Standardwert für Strom für dieses Drittland oder diese Gruppe von Drittländern, soweit möglich, bis zum 30. Juni des Folgejahres. Der geänderte Standardwert gilt für Strom, der zur Herstellung von Waren verwendet wird, die in dem Jahr eingeführt wurden, in dem die Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen bereitgestellt wurden.

Stellen ein Drittland oder eine Gruppe von Drittländern Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen nach dem 30. Juni eines bestimmten Jahres bereit, und hält die Kommission diese für verlässlich, so ändert sie den Standardwert für Strom für dieses Drittland oder diese Gruppe von Drittländern, soweit möglich, bis zum 30. Juni des zweiten auf das Jahr der Bereitstellung der Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen Jahres. Der geänderte Standardwert gilt für Strom, der zur Herstellung von Waren verwendet wird, die in dem Jahr eingeführt wurden, das auf das Jahr der Bereitstellung der Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen folgt. Gelingt es der Kommission, die entsprechenden Standardwerte in dem auf das Jahr der Bereitstellung der Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen folgenden Jahr und vor Ablauf der Frist für die Einreichung der CBAM-Erklärungen gemäß Artikel 6 der Verordnung (EU) 2023/956 zu ändern, so gelten die geänderten Standardwerte für Strom, der zur Herstellung von Waren verwendet wurde, die in dem Jahr eingeführt wurden, in dem die Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen bereitgestellt wurden.

Die Berechnung des Emissionsfaktors erfolgt auf der Grundlage des einfachen Durchschnitts des Emissionsfaktors für den der Berichterstattung vorangegangenen Fünfjahreszeitraum, für den verlässliche Daten verfügbar sind.

Zur Berechnung alternativer Standardwerte ermittelt die Kommission die jährlichen Emissionsfaktoren und die jeweilige Bruttostromerzeugung in dem Drittland oder der Gruppe von Drittländern nach folgender Gleichung:

$$Em_{el,y} = \frac{\sum_{i}^{n} EF_i \times E_{el,i,y}}{E_{el,y}} \qquad \text{(Gleichung 39)}$$

Wobei:

$Em_{el,y}$ = jährlicher Emissionsfaktor für alle Stromquellen in dem betreffenden Jahr in dem Drittland,

$E_{el,y}$ = gesamte Bruttostromerzeugung aus allen Stromquellen in diesem Jahr, EF_i = Emissionsfaktor für jede Stromquelle „i“ und

$E_{el,i,y}$ = jährliche Bruttostromerzeugung aus jeder Stromquelle „i“.

Die Kommission berechnet den Emissionsfaktor als gleitenden Durchschnitt der betreffenden Jahre, beginnend mit dem aktuellen Jahr minus zwei, nach folgender Gleichung:

$$Em_{el} = \frac{\sum_{y-6}^{y-2} Em_{el,\mathrm{i}}}{5} \qquad \text{(Gleichung 40)}$$

Wobei:

Em_{el} = Emissionsfaktor aus dem gleitenden Durchschnitt der Emissionsfaktoren des Fünfjahreszeitraums, beginnend mit dem aktuellen Jahr minus zwei,

$Em_{el,y}$ = Emissionsfaktor für jedes Jahr „i“,

i = variabler Index für die zu berücksichtigenden Jahre und

y = aktuelles Jahr.

Sollten aktuellere, verlässlichere Daten verfügbar sein, so kann der gleitende Durchschnitt beginnend mit dem aktuellen Jahr minus ein Jahr bis zum aktuellen Jahr minus fünf Jahre berechnet werden.

E. ÜBERWACHUNG VON VORLÄUFERSTOFFEN

Die Menge aller in jedem Herstellungsverfahren verbrauchten Vorläuferstoffe muss bestimmt werden, um die gesamten grauen Emissionen der hergestellten komplexen Waren gemäß Anhang III Abschnitt B zu berechnen.

Fallen die Vorläuferstoffe gemäß Artikel 4 Absatz 9 unter das gleiche Herstellungsverfahren, so ist nur die Menge der zusätzlichen Vorläuferstoffe zu bestimmen, die aus anderen Anlagen oder anderen Herstellungsverfahren bezogen wurden.

Die verwendete Menge und die Emissionseigenschaften sind für jedes Herstellungsverfahren, aus dem der Vorläuferstoff bezogen wird, gesondert zu bestimmen. Die verwendeten Methoden für die Bestimmung der erforderlichen Daten sind im Überwachungsplan der Anlage festzuhalten; dafür gelten folgende Vorschriften:

(1) Wird der Vorläuferstoff innerhalb der Anlage, jedoch gemäß Artikel 4 in einem anderen Herstellungsverfahren hergestellt, sind unter anderem folgende Datensätze zu ermitteln:

a) die spezifischen direkten und indirekten grauen Emissionen des Vorläuferstoffs im Durchschnitt des Berichtszeitraums, ausgedrückt in Tonnen CO_2e je Tonne Vorläuferstoff;

b) Menge des in jedem Herstellungsverfahren der Anlage verwendeten Vorläuferstoffs.

(2) Wird der Vorläuferstoff aus einer anderen Anlage bezogen, sind u. a. folgende Datensätze zu ermitteln:

a) das Ursprungsland der eingeführten Waren;

b) die Anlage, in der die Waren hergestellt wurden, mit folgenden Angaben zur Identifizierung:

— die eindeutige Anlagenkennung, falls vorhanden;

— der einschlägige Ortscode der Vereinten Nationen für Handel und Transport (UN/LOCODE) für den Standort;

— eine vollständige Anschrift und deren englische Transkription sowie

— die geografischen Koordinaten der Anlage;

c) wenn der Vorläuferstoff seinen Ursprung in Drittländern und Gebieten hat, die nicht gemäß Anhang III Nummer 1 der Verordnung (EU) 2023/956 ausgenommen sind;

d) die verwendeten Produktionswege gemäß Anhang I;

e) die Werte der in Anhang IV Nummer 2 aufgeführten einschlägigen spezifischen Parameter, die für die Bestimmung der grauen Emissionen erforderlich sind;

f) die spezifischen direkten und indirekten grauen Emissionen des Vorläuferstoffs als Durchschnittswert des letzten verfügbaren Berichtszeitraums, ausgedrückt in Tonnen CO_2e je Tonne Vorläuferstoff;

g) Anfangs- und Enddatum für den von der Anlage, aus der der Vorläuferstoff bezogen wurde, verwendeten Berichtszeitraum;

h) Hat der Vorläuferstoff seinen Ursprung in Drittländern und Gebieten, die gemäß Anhang III Nummer 1 der Verordnung (EU) 2023/956 ausgenommen sind, wird davon ausgegangen, dass die spezifischen grauen Emissionen null betragen.

i) Menge des in jedem Herstellungsverfahren der Anlage verwendeten Vorläuferstoffs.

(3) Für jede Vorläuferstoffmenge, für die Daten gemäß Nummer 2 erhalten wurden, die unvollständig oder nicht schlüssig sind, die gemäß Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 bereitgestellten einschlägigen Standardwerte.

(4) Wird eine Art eines Vorläuferstoffs in verschiedenen Herstellungsverfahren hergestellt, so werden die spezifischen grauen Emissionen dieses Vorläuferstoffs als gewichteter Durchschnitt dieser verschiedenen Herstellungsverfahren berechnet.

F. ÜBERWACHUNG DER AKTIVITÄTSRATEN

Die Aktivitätsrate eines Herstellungsverfahrens wird als die Gesamtmasse der Waren berechnet, die das Herstellungsverfahren im Berichtszeitraum verlassen, gemessen in funktionellen Einheiten und in Tonnen Waren. Umfasst ein Herstellungsverfahren per Definition auch die Herstellung von Vorläuferstoffen, wird Doppelzählung vermieden, indem nur die Enderzeugnisse gezählt werden.

Zu berücksichtigen sind nur Waren, die verkauft oder direkt in einem anderen Herstellungsverfahren als Vorläuferstoff verwendet werden können. In Herstellungsverfahren anfallende nicht spezifikationsgemäße Erzeugnisse, Nebenprodukte, Abfälle und Ausschuss werden unabhängig davon, ob sie in Herstellungsverfahren zurückgeführt, an andere Anlagen geliefert oder entsorgt werden, bei der Bestimmung der Aktivitätsrate nicht berücksichtigt. Ihnen sind deshalb null graue Emissionen zuzuweisen, wenn sie in einem anderen Herstellungsverfahren zugeführt werden.

Für die Bestimmung der Aktivitätsraten gelten die in Abschnitt B.4 festgelegten Messanforderungen.

G. STANDARDFAKTOREN ZUR VERWENDUNG IN DER ÜBERWACHUNG DIREKTER EMISSIONEN AUF ANLAGENEBENE

Standardwerte für Brennstoff-Emissionsfaktoren, bezogen auf den unteren Heizwert (NCV)

Tabelle 1

Brennstoff-Emissionsfaktoren, bezogen auf den NCV, und untere Heizwerte je Brennstoffmasse

Brennstofftyp	Emissionsfaktor (t CO_2/TJ)	Unterer Heizwert (TJ/Gg)	Quelle
Rohes Öl	73,3	42,3	IPCC GL 2006
Orimulsion	77,0	27,5	IPCC GL 2006
Flüssigerdgas	64,2	44,2	IPCC GL 2006
Motorenbenzin	69,3	44,3	IPCC GL 2006
Leuchtöl (Kerosin) (außer Flugturbinenkraftstoff)	71,9	43,8	IPCC GL 2006
Schieferöl	73,3	38,1	IPCC GL 2006
Gas-/Dieselöl	74,1	43,0	IPCC GL 2006
Rückstandsheizöl	77,4	40,4	IPCC GL 2006
Verflüssigtes Erdgas	63,1	47,3	IPCC GL 2006
Ethan	61,6	46,4	IPCC GL 2006
Naphtha	73,3	44,5	IPCC GL 2006
Bitumen	80,7	40,2	IPCC GL 2006
Schmiermittel	73,3	40,2	IPCC GL 2006
Petrolkoks	97,5	32,5	IPCC GL 2006
Raffinerieeinsatzmaterial	73,3	43,0	IPCC GL 2006
Raffineriegas	57,6	49,5	IPCC GL 2006
Paraffinwachse	73,3	40,2	IPCC GL 2006
Testbenzin und Industriebrennstoffe	73,3	40,2	IPCC GL 2006
Andere Mineralölprodukte	73,3	40,2	IPCC GL 2006
Anthrazit	98,3	26,7	IPCC GL 2006
Kokskohle	94,6	28,2	IPCC GL 2006
Sonstige bituminöse Kohle	94,6	25,8	IPCC GL 2006
Subbituminöse Kohle	96,1	18,9	IPCC GL 2006
Braunkohle	101,0	11,9	IPCC GL 2006
Ölschiefer und Teersand	107,0	8,9	IPCC GL 2006
Steinkohlebriketts	97,5	20,7	IPCC GL 2006
Kokereikoks u. Braunkohlenkoks	107,0	28,2	IPCC GL 2006

Brennstofftyp	Emissionsfaktor (t CO_2/TJ)	Unterer Heizwert (TJ/Gg)	Quelle
Gaskoks	107,0	28,2	IPCC GL 2006
Kohlenteer	80,7	28,0	IPCC GL 2006
Ortsgas	44,4	38,7	IPCC GL 2006
Kokereigas	44,4	38,7	IPCC GL 2006
Hochofengas (Gichtgas)	260	2,47	IPCC GL 2006
Konvertergas	182	7,06	IPCC GL 2006
Erdgas	56,1	48,0	IPCC GL 2006
Industrieabfälle	143	entf.	IPCC GL 2006
Ölabfälle	73,3	40,2	IPCC GL 2006
Torf	106,0	9,76	IPCC GL 2006
Altreifen	85,0 ([1])	entf.	World Business Council for Sustainable Development — Cement Sustainability Initiative (WBCSD CSI)
Kohlenmonoxid	155,2 ([2])	10,1	J. Falbe und M. Regitz, *Römpp Chemie Lexikon*, Stuttgart, 1995.
Methan	54,9 ([3])	50,0	J. Falbe und M. Regitz, *Römpp Chemie Lexikon*, Stuttgart, 1995.

([1]) Dieser Wert ist der vorläufige Emissionsfaktor, d. h. gegebenenfalls vor Anwendung eines Biomasseanteils.
([2]) Basierend auf einem NCV von 10,12 TJ/t.
([3]) Basierend auf einem NCV von 50,01 TJ/t.

Tabelle 2

Brennstoff-Emissionsfaktoren, bezogen auf den NCV, und untere Heizwerte je Masse des Biomassematerials

Biomassematerial	Vorläufiger EF [t CO_2/TJ]	NCV [GJ/t]	Quelle
Holz/Holzabfälle (lufttrocken ([1]))	112	15,6	IPCC GL 2006
Sulfitlauge (Schwarzlauge)	95,3	11,8	IPCC GL 2006
Andere primäre feste Biomasse	100	11,6	IPCC GL 2006

Biomassematerial	Vorläufiger EF [t CO_2/TJ]	NCV [GJ/t]	Quelle
Holzkohle	112	29,5	IPCC GL 2006
Biobenzin	70,8	27,0	IPCC GL 2006
Biodiesel	70,8	37,0	IPCC 2006 GL ([2])
Andere flüssige Biokraftstoffe	79,6	27,4	IPCC GL 2006
Deponiegas ([3])	54,6	50,4	IPCC GL 2006
Klärgas ([4])	54,6	50,4	IPCC GL 2006
Sonstiges Biogas ([4])	54,6	50,4	IPCC GL 2006
Haushaltsabfälle (Biomasseanteil) ([5])	100	11,6	IPCC GL 2006

([1]) Der angegebene Emissionsfaktor beruht auf der Annahme eines Wassergehalts des Holzes von 15 %. Frisches Holz kann einen Wassergehalt von bis zu 50 % aufweisen. Der NCV von absolut trockenem (darrtrockenem) Holz wird nach folgender Gleichung bestimmt:

$$NCV = NCV_{dry} \times (1 - w) - \Delta H_v \times w$$

Dabei sind NCV_{dry} der NCV des absolut trockenen Materials, w der Wassergehalt (Massenanteil), und $\Delta H_v = 2,4 GJ/t\ H_2O$ die Verdampfungsenthalpie von Wasser. Nach derselben Gleichung kann aus dem trockenen NCV der NCV für einen bestimmten Wassergehalt zurückberechnet werden.

([2]) Der NCV-Wert ist Anhang III der Richtlinie (EU) 2018/2001 entnommen.

([3]) Für Deponiegas, Klärgas und sonstiges Biogas: Die Standardwerte beziehen sich auf reines Biomethan. Um zu den richtigen Standardwerten zu gelangen, ist eine Bereinigung um den Methangehalt des Gases erforderlich.

([4]) Basierend auf einem NCV von 50,01 TJ/t.

([5]) In den IPCC-Leitlinien sind auch Werte für den fossilen Anteil von Haushaltsabfällen angegeben: EF = 91,7 t CO_2/TJ; NCV = 10 GJ/t.

Emissionsfaktoren, bezogen auf Prozessemissionen

Tabelle 3

Stöchiometrischer Emissionsfaktor für Prozessemissionen aus der Karbonatzersetzung (Methode A)

Karbonat	Emissionsfaktor (t CO_2/t Karbonat)
$CaCO_3$	0,440
$MgCO_3$	0,522
Na_2CO_3	0,415
$BaCO_3$	0,223
Li_2CO_3	0,596
K_2CO_3	0,318
$SrCO_3$	0,298
$NaHCO_3$	0,524
$FeCO_3$	0,380
Allgemeines	Emissionsfaktor = $[M(CO_2)]/\{Y \times [M(x)] + Z \times [M(CO_3^{2-})]\}$ X = Metall M(x) = Molekulargewicht von X in [g/mol] $M(CO_2)$ = Molekulargewicht von CO_2 in [g/mol] $M(CO_3^{2-})$ = Molekulargewicht von CO_3^{2-} in [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X Z = stöchiometrische Zahl von CO_3^{2-}

Tabelle 4

Stöchiometrischer Emissionsfaktor für Prozessemissionen aus der Karbonatzersetzung auf Basis von Erdalkalioxiden (Methode B)

Oxid	Emissionsfaktor (t CO_2/t Oxid)
CaO	0,785
MgO	1,092
BaO	0,287
Allgemeines X_YO_Z	Emissionsfaktor = [M(CO_2)]/{Y × [M(x)] + Z × [M(O)]} X = Erdalkali- oder Alkalimetall M(x) = Molekulargewicht von X in [g/mol] M(CO_2) = Molekulargewicht von CO_2 [g/mol] M(O) = Molekulargewicht von O [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl von O = 1

Tabelle 5

Emissionsfaktoren für Prozessemissionen aus anderen Prozessmaterialien (Eisen- und Stahlproduktion und Verarbeitung von Eisenmetallen) ([4])

Input- oder Output-Material	Kohlenstoffgehalt (t C/t)	Emissionsfaktor (t CO_2/t)
Direkt reduziertes Eisen (DRI)	0,0191	0,07
LBO-Kohle-Elektroden	0,8188	3,00
LBO-Beschickungs-Kohlenstoff	0,8297	3,04
Heißgepresstes Eisen (HBI)	0,0191	0,07
Konvertergas	0,3493	1,28
Petrolkoks	0,8706	3,19
Roheisen	0,0409	0,15
Eisen/Eisenschrott	0,0409	0,15
Stahl/Stahlschrott	0,0109	0,04

Treibhauspotenziale anderer Treibhausgase als CO_2

Tabelle 6

Treibhauspotenziale

Gas	Treibhauspotenzial
N_2O	265 t CO_2e / t N_2O
CF_4	6 630 t CO_2e / t CF_4
C_2F_6	11 100 t CO_2e / t C_2F_6

([4]) *IPCC-Leitlinien 2006 für Nationale Treibhausgasinventare.*

ANHANG III

Vorschriften über die Zuordnung von Emissionen zu Waren

A. GRUNDSÄTZE FÜR DIE ZUORDNUNG VON DATEN ZU HERSTELLUNGSVERFAHREN

A.1. Zuordnung bei verfügbaren Daten

Die Methoden für die Überwachung der Daten für jedes Herstellungsverfahren sind im Überwachungsplan gemäß Anhang II festzulegen. Sie werden regelmäßig überprüft, um die Datenqualität im Einklang mit Abschnitt A dieses Anhangs soweit möglich zu verbessern.

Tragen mehrere Messinstrumente unterschiedlicher Qualität zu den Messergebnissen bei und weicht die Summe der Herstellungsverfahrensdaten von den gesondert für die Anlage bestimmten Daten ab, wird zur einheitlichen Berichtigung ein einheitlicher „Abgleichfaktor" wie folgt angewendet, um zu dem Zahlenwert für die Gesamtanlage zu gelangen:

$$RecF = D_{Inst} / \Sigma D_{PP} \qquad \text{(Gleichung 41)}$$

Wobei:

$RecF$ = Abgleichfaktor,

D_{Inst} = der für die Gesamtanlage bestimmte Datenwert und

D_{PP} = die Datenwerte für die verschiedenen Herstellungsverfahren.

Die Daten für jedes der Herstellungsverfahren werden dann wie folgt berichtigt, wobei $D_{PP,corr}$ der berichtigte Wert für D_{PP} ist:

$$D_{PP,corr} = D_{PP} \times RecF \qquad \text{(Gleichung 42)}$$

Sind nicht für jedes Herstellungsverfahren Daten für einen spezifischen Datensatz verfügbar, so sind die Inputs, Outputs und entsprechenden Emissionen auf der Grundlage der in Abschnitt A.2 festgelegten Vorschriften zuzuordnen.

A.2. Zuordnung bei fehlenden Daten oder multifunktionalen Verfahren

Bei fehlenden Daten gemäß Abschnitt A.1 oder bei multifunktionalen Verfahren erfolgt die Zuordnung auf der Grundlage einer relevanten zugrunde liegenden physikalischen Beziehung, d. h. durch Aufteilung der Input- und Output-Flüsse eines multifunktionalen Verfahrens oder einer multifunktionalen Anlage entsprechend einer relevanten, quantifizierbaren physikalischen Beziehung zwischen den Prozess-Inputs und den Nebenerzeugnis-Outputs.

Mit Ausnahme der in den Abschnitten A.2.1, A.2.2 und A.2.3 dieses Anhangs genannten Vorschriften werden Inputs, Outputs und die damit einhergehenden Emissionen den jeweils hergestellten Waren auf der Grundlage der funktionellen Einheit zugeordnet.

Dieselbe Zuordnungsvorschrift wird sowohl für die Zuordnung von Emissionen als auch für die Zuordnung von abgeschiedenen und gespeicherten Emissionen zu Waren verwendet.

Falls ein Herstellungsverfahren die Anwendung verschiedener Zuordnungsvorschriften erfordert, müssen diese in der folgenden Reihenfolge angewendet werden:

1. Zuordnung von Emissionen zu Wärmeströmen;
2. Zuordnung von Emissionen zu Restgasen;
3. Zuordnung nach funktioneller Einheit oder Zuordnung nach Molverhältnis, falls zutreffend.

A.2.1. *Chemikalien und Düngemittel*

Wird ein chemischer Stoff der zusammengefassten Warenkategorien Chemikalien oder Düngemittel als Nebenerzeugnis eines multifunktionalen Verfahrens hergestellt, so erfolgt die Zuordnung zu den chemischen Stoffen auf der Grundlage des Molverhältnisses.

Die Emissionen des Herstellungsverfahrens sind dem Wasserstoff auf der Grundlage des Molverhältnisses nach folgender Gleichung zuzuordnen:

$$Em_i = Em_{total}\left(\frac{\frac{m_{i,prod}}{M_i}}{\sum_i^n \frac{m_{i,prod}}{M_i}}\right) \qquad \text{(Gleichung 43)}$$

Wobei:

Em_i = die direkten oder indirekten Emissionen, die jedem im Berichtszeitraum hergestellten Nebenerzeugnis „i" zugeordnet wurden, ausgedrückt in Tonnen CO_2,

Em_{total} = die direkten oder indirekten Emissionen des gesamten Herstellungsverfahrens im Berichtszeitraum, ausgedrückt in Tonnen CO_2,

$m_{i,prod}$ = die Masse jedes in der Anlage im Berichtszeitraum hergestellten Nebenerzeugnisses „i", ausgedrückt in Tonnen,

M_i = die Molmasse jedes Nebenerzeugnisses „i".

Ist die Molmasse eines der Nebenerzeugnisse nicht bekannt, sind die Emissionen auf der Grundlage der Masse der Nebenerzeugnisse zuzuordnen.

A.2.2. *Wärmeströme und Kraft-Wärme-Kopplung*

Messbare Wärme aus anderen Prozessen als der Verbrennung oder partiellen Oxidation von Brennstoffen

Messbarer Wärme, die mittels anderer exothermer chemischer Prozessen als Verbrennung und partieller Oxidation von Brennstoffen erzeugt wird, beispielsweise bei der Herstellung von Ammoniak oder Salpetersäure, werden null CO_2e-Emissionen zugewiesen.

In der Anlage erzeugte messbare Wärme (ausgenommen Erzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung)

Für messbare Wärme, die durch die Verfeuerung von Brennstoffen (ausgenommen durch Kraft-Wärme-Kopplung) innerhalb der Anlage erzeugt wird, ist der Emissionsfaktor des betreffenden Brennstoffmixes zu bestimmen, wobei die dem Herstellungsverfahren zuzuordnenden Emissionen wie folgt berechnet werden:

$$Em_{Heat} = EF_{mix} \times Q_{consumed} / \eta \qquad \text{(Gleichung 44)}$$

Wobei:

Em_{Heat} = wärmebezogene Emissionen des Herstellungsverfahrens in t CO_2;

EF_{mix} = Emissionsfaktor des jeweiligen Brennstoffmixes, ausgedrückt in t CO_2/TJ, gegebenenfalls einschließlich der Emissionen aus der Abgaswäsche,

$Q_{consumed}$ = im Herstellungsverfahren verbrauchte Menge messbarer Wärme, ausgedrückt in TJ, und

η = Wirkungsgrad des Wärmeerzeugungsprozesses.

Ef_{mix} zu berechnen als:

$$EF_{mix} = (\Sigma\ AD_i \times NCV_i \times EF_i + Em_{FGC}) / (\Sigma\ AD_i \times NCV_i) \qquad \text{(Gleichung 45)}$$

Wobei:

AD_i = jährliche Tätigkeitsdaten (d. h. verbrauchte Mengen) der für die Erzeugung messbarer Wärme verwendeten Brennstoffe *i*, ausgedrückt in Tonnen oder Nm^3,

NCV_i = untere Heizwerte der Brennstoffe *i*, ausgedrückt in TJ/t oder TJ/Nm^3,

EF_i = Emissionsfaktoren der Brennstoffe *i*, ausgedrückt in t CO_2/TJ, und

Em_{FGC} = Prozessemissionen aus der Abgaswäsche, ausgedrückt in t CO_2.

In der Anlage durch Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte messbare Wärme

Werden messbare Wärme und Strom durch Kraft-Wärme-Kopplung (d. h. in einem Heizkraftwerk) erzeugt, so sind die relevanten Emissionen, die der messbaren Wärme und dem messbaren Strom zuzuordnen sind, nach den Vorschriften in diesem Abschnitt zu bestimmen. Soweit relevant, gelten die Vorschriften über Strom auch für die Erzeugung mechanischer Energie.

Die Emissionen eines KWK-Blocks werden wie folgt bestimmt:

$$Em_{CHP} = \sum_i AD_i \times NCV_i \times EF_i + Em_{FCG} \qquad \text{(Gleichung 46)}$$

Wobei:

Em_{CHP} = Emissionen des KWK-Blocks im Berichtszeitraum, ausgedrückt in t CO_2,

AD_i = jährliche Tätigkeitsdaten (d. h. verbrauchte Mengen) der für den KWK-Block verwendeten Brennstoffe *i*, ausgedrückt in Tonnen oder Nm^3,

NCV_i = untere Heizwerte der Brennstoffe *i*, ausgedrückt in TJ/t oder TJ/Nm^3,

EF_i = Emissionsfaktoren der Brennstoffe *i*, ausgedrückt in t CO_2/TJ, und

Em_{FGC} = Prozessemissionen aus der Abgaswäsche, ausgedrückt in t CO_2.

Der Energie-Input des KWK-Blocks wird nach der Gleichung 33 berechnet. Die jeweiligen durchschnittlichen Wirkungsgrade der Wärmeerzeugung und der Stromerzeugung im Berichtszeitraum (oder gegebenenfalls der Erzeugung mechanischer Energie) werden wie folgt berechnet:

$$\eta_{heat} = \frac{Q_{net}}{E_{In}} \qquad \text{(Gleichung 47)}$$

$$\eta_{el} = \frac{E_{El}}{E_{In}} \qquad \text{(Gleichung 48)}$$

Wobei:

η_{heat} = durchschnittlicher Wirkungsgrad der Wärmeerzeugung im Berichtszeitraum (dimensionslos),

Q_{net} = Nettomenge der im Berichtszeitraum durch den KWK-Block erzeugten Wärme gemäß Anhang II Abschnitt C.1.2, ausgedrückt in TJ,

E_{In} = Energie-Input von Brennstoffen, ausgedrückt in TJ,

η_{el} = durchschnittlicher Wirkungsgrad der Stromerzeugung im Berichtszeitraum (dimensionslos), und

E_{el} = Nettostromerzeugung des KWK-Blocks im Berichtszeitraum, ausgedrückt in TJ.

Ist die Bestimmung der Wirkungsgrade η_{heat} und η_{el} technisch nicht machbar oder würde sie unverhältnismäßige Kosten verursachen, werden Werte aus der technischen Dokumentation (Auslegungswerte) der Anlage herangezogen. Sind solche Werte nicht verfügbar, werden die konservativen Standardwerte für η_{heat} = 0,55 und η_{el} = 0,25 verwendet.

Die Zuordnungsfaktoren für Wärme und Strom aus KWK werden wie folgt berechnet:

$$F_{CHP,heat} = \frac{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}}}{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}} \quad \text{(Gleichung 49)}$$

$$F_{CHP,el} = \frac{\frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}}{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}} \quad \text{(Gleichung 50)}$$

Wobei:

$F_{CHP,Heat}$ = Zuordnungsfaktor für Wärme (dimensionslos);

$F_{CHP,El}$ = Zuordnungsfaktor für Strom (oder gegebenenfalls für mechanische Energie) (dimensionslos);

$\eta_{ref,\ heat}$ = Referenzwirkungsgrad für die Wärmeerzeugung in einem Einzelkessel (dimensionslos) und

$\eta_{ref,el}$ = Referenzwirkungsgrad der Stromerzeugung ohne Kraft-Wärme-Kopplung (dimensionslos).

Die jeweiligen brennstoffspezifischen Referenzwirkungsgrade sind in Anhang II Abschnitt G angegeben.

Der spezifische Emissionsfaktor für die KWK-bezogene messbare Wärme, mit dem die wärmebezogenen Emissionen Herstellungsverfahren zuzuordnen sind, wird wie folgt berechnet:

$$EF_{CHP,Heat} = Em_{CHP} \times F_{CHP,Heat} / Q_{net} \quad \text{(Gleichung 51)}$$

Wobei:

$EF_{CHP,\ heat}$ = Emissionsfaktor für die Erzeugung messbarer Wärme im KWK-Block, ausgedrückt in t CO_2/TJ, und

Q_{net} = im KWK-Block erzeugte Nettowärme, ausgedrückt in TJ.

Die Emissionen aus der im Rahmen der Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Wärme, die dem Herstellungsverfahren zuzuordnen sind, werden wie folgt berechnet:

$$Em_{Heat} = EF_{CHP,\ heat} \times Q_{consumed}$$

Wobei:

$Q_{consumed}$ = im Herstellungsverfahren verbrauchte Menge messbarer Wärme, ausgedrückt in TJ.

Der spezifische Emissionsfaktor für den KWK-bezogenen Strom, der für Zuordnung der indirekten Emissionen zu Herstellungsverfahren zu verwenden ist, wird wie folgt berechnet:

$$EF_{CHP,El} = Em_{CHP} \times F_{CHP,El} / E_{El,prod} \quad \text{(Gleichung 52)}$$

Wobei:

$E_{El,prod}$ = im KWK-Block erzeugter Strom.

Ist ein Restgas Teil des verwendeten Brennstoffmixes, und ist der Emissionsfaktor des Restgases höher als der in Anhang II Abschnitt G Tabelle 1 angegebene Standard-Emissionsfaktor für Erdgas, so ist für die Berechnung von EF_{mix} anstelle des Emissionsfaktors des Restgases der Standard-Emissionsfaktor zu verwenden.

Außerhalb der Anlage erzeugte messbare Wärme

Wird bei einem Herstellungsverfahren außerhalb der Anlage erzeugte messbare Wärme verbraucht, so sind die wärmebezogenen Emissionen unabhängig davon zu berücksichtigen, ob die Wärme aus dem Herstellungsverfahren einer in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten Ware resultiert oder nicht. In diesem Fall sind die wärmebezogenen Emissionen nach einer der folgenden Methoden zu bestimmen:

(1) Werden in der wärmeerzeugende Anlage die Emissionen gemäß der vorliegenden Verordnung überwacht und die Emissionsquellen und ausgeführten Mengen messbarer Wärme gemäß der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2551 überprüft, so wird der Emissionsfaktor der messbaren Wärme anhand der in den vorstehenden Abschnitten aufgeführten einschlägigen Gleichungen auf der Grundlage der vom Betreiber der wärmeerzeugenden Anlage zur Verfügung gestellten Emissionsdaten bestimmt.

(2) Steht die in Nummer 1 vorgesehene Methode nicht zur Verfügung, so wird ein Standardwert verwendet, der auf dem Standard-Emissionsfaktor für den Brennstoff beruht, der in dem Industriezweig des Landes am häufigsten verwendet wird, wobei ein Kesselwirkungsgrad von 90 % angenommen wird.

Weitere Vorschriften über die Zuordnung von Emissionen aus messbarer Wärme

Werden Verluste messbarer Wärme gesondert von den in Herstellungsverfahren verwendeten Mengen bestimmt, so sind die mit diesen Wärmeverlusten verbundenen Emissionen den Emissionen sämtlicher Herstellungsverfahren, in denen in der Anlage erzeugte messbare Wärme verwendet wird, proportional hinzuzurechnen, um sicherzustellen, dass die Menge messbarer Nettowärme, die in der Anlage erzeugt oder in die Anlage eingeführt oder aus ihr ausgeführt wird, und die zwischen Herstellungsverfahren weitergeleiteten Mengen zu 100 % den Herstellungsverfahren zugeordnet werden, ohne Auslassung oder Doppelzählung.

A.2.3. *Restgase*

Werden Restgase aus einem anderen Herstellungsverfahren im Herstellungsverfahren der Waren verbraucht, so werden die Emissionen nach Maßgabe der Gleichung 53 zugeordnet.

$$WG_{corr,imp} = V_{WG} \times NCV_{WG} \times EF_{NG} \qquad \text{(Gleichung 53)}$$

Wobei:

V_{WG} = das Volumen des eingeführten Restgases,

NCV_{WG} = der untere Heizwert des eingeführten Restgases und

EF_{NG} = der in Anhang II Buchstabe G angegebene Standard-Emissionsfaktor für Erdgas.

Werden Restgase aus dem Herstellungsverfahren in einem anderen Herstellungsverfahren verbraucht, so werden die Emissionen nach Maßgabe der Gleichung 54 zugeordnet, wenn der Betreiber der Anlage hinreichende Belege für die Prüfung vorlegen kann.

$$WG_{corr,exp} = V_{WG,exp} \times NCV_{WG} \times EF_{NG} \times Corr_{\eta} \qquad \text{(Gleichung 54)}$$

Wobei:

$V_{WG,exported}$ = das aus dem Herstellungsverfahren ausgeführte Restgasvolumen,

NCV_{WG} = der untere Heizwert des Restgases,

EF_{NG} = der in Anhang II Buchstabe G angegebene Standard-Emissionsfaktor für Erdgas und

$Corr_{\eta}$ = der Faktor, mit dem der Unterschied im Wirkungsgrad bei der Verwendung von Restgas und bei der Verwendung des Referenzbrennstoffs Erdgas berücksichtigt wird. Der Standardwert ist $Corr_{\eta} = 0{,}667$.

A.3. **Berechnungsmethoden**

Für die Zuweisung der Anlagenemissionen zu Waren sind die Emissionen, Inputs und Outputs den gemäß Abschnitt A.4 festgelegten Herstellungsverfahren zuzuordnen, und zwar im Falle direkter Emissionen nach Gleichung 55 und im Falle indirekter Emissionen nach Gleichung 56, wobei für die in der Gleichung angegebenen Parameter die Gesamtzahlen für den gesamten Berichtszeitraum zu verwenden sind. Die zugeordneten direkten und indirekten Emissionen werden dann nach den Gleichungen 57 und 58 in spezifische direkte und indirekte graue Emissionen der in dem Produktionsprozess erzeugten Waren umgerechnet.

$$AttrEm_{Dir} = DirEm^{*} + Em_{H,imp} - Em_{H,exp} + WG_{corr,imp} - WG_{corr,exp} - Em_{el,prod} \quad \text{(Gleichung 55)}$$

Ergibt sich für $AttrEm_{Dir}$ ein negativer Wert, so wird dieser auf null gesetzt.

$$AttrEm_{indir} = Em_{el,cons} \quad \text{(Gleichung 56)}$$

$$SEE_{g,Dir} = \frac{AttrEm_{g,Dir}}{AL_{g}} \quad \text{(Gleichung 57)}$$

$$SEE_{g,Indir} = \frac{AttrEm_{g,Indir}}{AL_{g}} \quad \text{(Gleichung 58)}$$

Wobei:

$AttrEm_{Dir}$ = zugeordnete direkte Emissionen des Herstellungsverfahrens über den gesamten Berichtszeitraum, ausgedrückt in Tonnen CO_2e,

$AttrEm_{indir}$ zugeordnete indirekte Emissionen des Herstellungsverfahrens über den gesamten Berichtszeitraum, ausgedrückt in Tonnen CO_2e,

$DirEm^{*}$ = Emissionen aus dem Herstellungsverfahren, die direkt zugeordnet werden können, deren Bestimmung für die Berichtszeiträume nach den Vorschriften in Abschnitt B des Anhangs II und Abschnitt A dieses Anhangs sowie nach den folgenden Vorschriften erfolgt:

Messbare Wärme: Werden Brennstoffe für die Erzeugung messbarer Wärme verbraucht, die außerhalb des betrachteten Herstellungsverfahrens verbraucht wird oder die in mehr als einem Herstellungsverfahren verwendet wird (was auch Situationen einschließt, in denen sie aus anderen Anlagen eingeführt oder an andere Anlagen ausgeführt wird), so werden die Brennstoffemissionen nicht bei den Emissionen, die direkt dem Herstellungsverfahren zugeordnet werden können, sondern unter dem Parameter $Em_{H,import}$ berücksichtigt, um Doppelzählungen zu vermeiden.

Restgase:

Die durch Restgase verursachten Emissionen, die innerhalb desselben Herstellungsverfahrens erzeugt und vollständig verbraucht werden, sind unter *DirEm** erfasst.

Die Emissionen aus der Verbrennung von Restgasen, die aus dem Herstellungsverfahren ausgeführt werden, sind in vollem Umfang in *DirEm** enthalten, unabhängig davon, wo sie verbraucht werden. Für ausgeführte Restgase ist jedoch der Term $WG_{corr,export}$ zu berechnen.

Emissionen aus der Verbrennung von Restgasen, die aus anderen Herstellungsverfahren eingeführt werden, werden nicht in *DirEm** berücksichtigt. Stattdessen ist der Term $WG_{corr,import}$ zu berechnen;

$Em_{H,imp}$ d= Emissionen, die der Menge der in das Herstellungsverfahren eingeführten messbaren Wärme entsprechen, deren Bestimmung für den Berichtszeitraum nach den Vorschriften in Abschnitt A.2 dieses Anhangs und nach den folgenden Vorschriften erfolgt:

Emissionen, die mit der in das Herstellungsverfahren eingeführten messbaren Wärme verbunden sind, umfassen Einfuhren aus anderen Anlagen, aus anderen Herstellungsverfahren innerhalb derselben Anlage und Wärme, die aus einer technischen Einheit (z. B. aus einem zentralen Kraftwerk in der Anlage oder einem komplexen Dampfnetz mit mehreren Wärme erzeugenden Einheiten) bezogen wird, die mehr als ein Herstellungsverfahren mit Wärme versorgt.

Mit messbarer Wärme verbundene Emissionen sind nach folgender Formel zu berechnen:

$$Em_{H,imp} = Q_{imp} \times EF_{heat} \qquad \text{(Gleichung 52)}$$

Wobei:

EF_{heat} = der gemäß Abschnitt A.2 dieses Anhangs bestimmte Emissionsfaktor für die Erzeugung messbarer Wärme ist, ausgedrückt in t CO_2/TJ, und

Q_{imp} = die in das Herstellungsverfahren eingeführte und verbrauchte Menge Nettowärme ist, ausgedrückt in TJ;

$Em_{H,exp}$ = Emissionen, die der Menge der aus dem Herstellungsverfahren ausgeführten messbaren Wärme entsprechen, deren Bestimmung für den Berichtszeitraum nach den Vorschriften in Abschnitt A.2 dieses Anhangs erfolgt. Für die ausgeführte Wärme ist entweder auf die Emissionen des tatsächlich bekannten Brennstoffmixes gemäß Abschnitt A.2 dieses Anhangs abzustellen oder — falls der Brennstoffmix nicht bekannt ist — auf den Standard-Emissionsfaktor des Brennstoffs, der in dem Land und Industriezweig am häufigsten verwendet wird, wobei ein Kesselwirkungsgrad von 90 % angenommen wird.

Wärmerückgewinnung aus strombetriebenen Verfahren und aus der Salpetersäureherstellung wird nicht berücksichtigt;

$WG_{corr,imp}$ = zugeordnete direkte Emissionen eines Herstellungsverfahrens, bei dem aus anderen Herstellungsverfahren eingeführte Restgase verbraucht werden, für den Berichtszeitraum bereinigt;

$WG_{corr,exp}$ = Emissionen, die der aus dem Herstellungsverfahren ausgeführten Restgasmenge entsprechen, deren Bestimmung für den Berichtszeitraum erfolgt;

$Em_{el,prod}$ = Emissionen, die der innerhalb der Grenzen des Herstellungsverfahrens erzeugten Strommenge entsprechen, deren Bestimmung für den Berichtszeitraum nach den Vorschriften in Anhang II Abschnitt D erfolgt;

$Em_{el,cons}$ = Emissionen, die der innerhalb der Grenzen des Herstellungsverfahrens verbrauchten Strommenge entsprechen, deren Bestimmung für den Berichtszeitraum nach den Vorschriften in Anhang II Abschnitt D erfolgt;

$SEE_{g,Dir}$ = spezifische direkte graue Emissionen der Waren g, ausgedrückt in t CO_2e je funktionelle Einheit, gültig für den Berichtszeitraum;

$SEE_{g,Dir}$ = spezifische indirekte graue Emissionen der Waren g, ausgedrückt in t CO_2e je funktionelle Einheit, gültig für den Berichtszeitraum;$SEE_{g,Indir}$

AL_g = Aktivitätsrate der Waren g, d. h. die Menge der im Berichtszeitraum in dieser Anlage hergestellten Waren g, deren Bestimmung gemäß Anhang II Abschnitt F erfolgt, ausgedrückt in funktionellen Einheiten.

B. BERECHNUNG DER SPEZIFISCHEN GRAUEN EMISSIONEN KOMPLEXER WAREN

Gemäß Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 werden die spezifischen grauen Emissionen SEE_g komplexer Waren *g* wie folgt berechnet:

$$SEE_g = \frac{AttrEm_g + EE_{InpMat}}{AL_g} \qquad \text{(Gleichung 59)}$$

$$EE_{InpMat} = \sum_{i=1}^{n} M_i \times SEE_i \qquad \text{(Gleichung 60)}$$

Wobei:

SEE_g = spezifische direkte oder indirekte graue Emissionen der (komplexen) Waren *g*, ausgedrückt in t CO_2e je funktionelle Einheit,

$AttrEm_g$ = zugeordnete direkte oder indirekte Emissionen des Herstellungsverfahrens, aus dem die Waren *g* hervorgehen, deren Bestimmung für den Berichtszeitraum gemäß Abschnitt A.3 dieses Anhangs erfolgt, ausgedrückt in t CO_2e,

AL_g = Aktivitätsrate des Herstellungsverfahrens, aus dem die Waren *g* für den Berichtszeitraum entstehen, deren Bestimmung für den Berichtszeitraum gemäß Anhang II Abschnitt F erfolgt, ausgedrückt in funktionellen Einheiten,

EE_{InpMat} = direkte oder indirekte graue Emissionen aller im Berichtszeitraum verbrauchten Vorläuferstoffe, ausgedrückt in t CO_2e,

M_i = Masse des Vorläuferstoffs *i*, der im Berichtszeitraum in dem Herstellungsverfahren, aus dem die Waren *g* hervorgehen, verwendet wird, ausgedrückt in funktionellen Einheiten des Vorläuferstoffs *i*, und

SEE_i = spezifische direkte oder indirekte graue Emissionen des Vorläuferstoffs *i*, ausgedrückt in t CO_2e je funktionelle Einheit des Vorläuferstoffs *i*.

Bei dieser Berechnung werden nur Vorläuferstoffe berücksichtigt, die nicht unter dasselbe Herstellungsverfahren fallen wie die Waren *g*. Wird der gleiche Vorläuferstoff aus verschiedenen Herstellungsverfahren bezogen, so ist der Vorläuferstoff aus jeder Anlage gesondert zu behandeln.

Hat ein Vorläuferstoff *i* seinen Ursprung in der Union oder in einem der gemäß Anhang III Nummer 1 der Verordnung (EU) 2023/956 ausgenommenen Länder oder Gebiete, so werden die spezifischen direkten oder indirekten grauen Emissionen dieses Vorläuferstoffs mit null angesetzt.

Hat ein Vorläuferstoff *i* seinerseits Vorläuferstoffe, sind zunächst diese Vorläuferstoffe nach derselben Berechnungsmethode zu berücksichtigen, um die grauen Emissionen des Vorläuferstoffs *i* zu berechnen, bevor diese für die Berechnung der grauen Emissionen der Waren *g* verwendet werden. Diese Methode wird für alle Vorläuferstoffe, die komplexe Waren sind, rekursiv angewendet.

Der Parameter M_i bezieht sich auf die Gesamtmasse des Vorläuferstoffs, der zur Erzeugung der Menge AL_g erforderlich ist. Er beinhaltet auch Mengen des Vorläuferstoffs, die nicht in den komplexen Waren enden, sondern im Herstellungsverfahren verschüttet, abgeschnitten, verbrannt oder chemisch verändert usw. werden und das Verfahren als Nebenerzeugnisse, Ausschuss, Rückstände, Abfälle oder Emissionen verlassen.

Um Daten zu liefern, die unabhängig von den Aktivitätsraten verwendbar sind, ist der spezifische Massenverbrauch m_i für jeden Vorläuferstoff *i* zu bestimmen und in die Mitteilung gemäß Anhang IV aufzunehmen:

$$m_i = \mathrm{M_i}/AL_g \qquad \text{(Gleichung 61)}$$

Damit können die spezifischen grauen Emissionen der komplexen Waren *g* ausgedrückt werden als:

$$SEE_g = \mathrm{ae_g} + \sum_{i=1}^{n}(m_i \times SEE_i) \qquad \text{(Gleichung 62)}$$

Wobei:

ae_g = spezifische zugeordnete direkte oder indirekte graue Emissionen des Herstellungsverfahrens, aus dem die Waren *g* hervorgehen, ausgedrückt in t CO_2e je Tonne *g*, wobei diese den spezifischen grauen Emissionen ohne die grauen Emissionen der Vorläuferstoffe entsprechen:

$$ae_g = AttrEm_g/AL_g \qquad \text{(Gleichung 63)}$$

m_i = spezifischer Massenverbrauch des Vorläuferstoffs *i*, der im Herstellungsverfahren verwendet wird, aus dem eine funktionelle Einheit der Waren *g* hervorgeht, ausgedrückt der funktionellen Einheit des Vorläuferstoffs *i* je funktionelle Einheit der Waren *g* (d. h. dimensionslos), und

SEE_i = spezifische direkte oder indirekte graue Emissionen des Vorläuferstoffs *i*, ausgedrückt in t CO_2e je funktionelle Einheit des Vorläuferstoffs *i*.

Bei Waren, deren funktionelle Einheiten Tonnen Klinkergehalt sind und die in unterschiedlichen Zusammensetzungsbereichen vermarktet werden, berechnet der Betreiber die spezifischen grauen Emissionen der Waren anhand des durchschnittlichen in den Waren enthaltenen Klinkers für jeden Zusammensetzungsbereich unter Anwendung der Gleichung 64.

$$SEE_{g(Ck_i)} = SEE_g \times CK_i \qquad \text{(Gleichung 64)}$$

Wobei:

$SEE_{g(Ck_i)}$ = die spezifischen grauen Emissionen der Ware mit Klinkergehalt Ck_i,

SEE_g = die nach Gleichung 59 oder 62 berechneten spezifischen grauen Emissionen,

CK_i = der durchschnittliche Klinkergehalt der Waren innerhalb eines Zusammensetzungsbereichs in Tonnen Klinker je Tonne Waren.

Bei Waren, deren funktionelle Einheiten Kilogramm Stickstoffgehalt sind und die in unterschiedlichen Zusammensetzungsbereichen vermarktet werden, berechnet der Betreiber die spezifischen grauen Emissionen der Waren anhand des durchschnittlichen in den Waren enthaltenen Stickstoffs für jeden Zusammensetzungsbereich unter Anwendung der Gleichung 65.

$$SEE_{g(\mathrm{Ni})} = SEE_g \times N_i \qquad \text{(Gleichung 65)}$$

Wobei:

$SEE_{g(\mathrm{Ni})}$ = die spezifischen grauen Emissionen der Ware mit Stickstoffgehalt Ni,

SEE_g = die nach Gleichung 59 oder 62 berechneten spezifischen grauen Emissionen und

N_i = der durchschnittliche Stickstoffgehalt der Waren innerhalb eines Zusammensetzungsbereichs in Kilogramm Stickstoff je Tonne Waren.

Bei Waren, deren funktionelle Einheiten die besondere Maßeinheit Kilogramm Stickstoffgehalt sind und die in unterschiedlichen Zusammensetzungsbereichen vermarktet werden, berechnet der Betreiber die spezifischen grauen Emissionen der Waren anhand des durchschnittlichen in den Waren enthaltenen Stickstoffs für jeden Zusammensetzungsbereich unter Anwendung der Gleichung 66.

$$SEE_{g(\mathrm{Ni})} = SEE_g \times \mathrm{N}_i \qquad \text{(Gleichung 66)}$$

Wobei:

$SEE_{g(\mathrm{Ni})}$ = die spezifischen grauen Emissionen der Ware mit Stickstoffgehalt Ni,

SEE_g = die nach Gleichung 59 oder 62 berechneten spezifischen grauen Emissionen;

N_i = der durchschnittliche Stickstoffgehalt der Waren innerhalb eines Zusammensetzungsbereichs in Kilogramm Stickstoff je Tonne Waren.

Die Zusammensetzungsbereiche für den Klinker- und den Stickstoffgehalt dürfen nicht größer als 10 % sein.

Für Waren, deren funktionelle Einheiten Tonnen Klinkergehalt oder Tonnen Stickstoffgehalt sind bzw. deren besondere Maßeinheit Kilogramm Stickstoffgehalt ist und die in auf die Wünsche des Käufers zugeschnittenen Zusammensetzungen vermarktet werden, stellt der Betreiber der Anlage eine Erklärung zum Klinkergehalt bzw. zum Stickstoffgehalt für jede Sendung aus, die die Berechnung der spezifischen grauen Emissionen nach Maßgabe der Gleichungen 64, 65 bzw. 66 enthält, wobei Ck_i und Ni der spezifische Klinkergehalt bzw. der spezifische Stickstoffgehalt der Sendung sind.

C. HARMONISIERTE WIRKUNGSGRAD-REFERENZWERTE FÜR DIE GETRENNTE ERZEUGUNG VON STROM UND WÄRME

Die in den nachstehenden Tabellen angegebenen harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme beruhen auf dem unteren Heizwert (auch: Netto-Heizwert) und atmosphärischen ISO-Standardbedingungen (15 °C Umgebungstemperatur bei 1,013 bar und 60 % relativer Luftfeuchtigkeit).

Tabelle 1

Referenz-Effizienzfaktoren für die Stromerzeugung

Kategorie		Art des Brennstoffs	Baujahr		
			Vor 2012	2012-2015	Ab 2016
Feststoffe	S1	Steinkohle einschließlich Anthrazit, bituminöser Kohle, subbituminöser Kohle, Koks, Schwelkoks, Petrolkoks	44,2	44,2	44,2
	S2	Braunkohle, Braunkohlebriketts, Schieferöl	41,8	41,8	41,8
	S3	Torf/Torfbriketts	39,0	39,0	39,0
	S4	Trockene Biomasse einschließlich Holz und sonstiger fester Biomasse einschließlich Holzpellets und -briketts, Holzhackgut, sauberer und trockener Holzabfälle, Nussschalen sowie Olivenkernen und anderer Kerne	33,0	33,0	37,0
	S5	Sonstige feste Biomasse einschließlich aller nicht unter S4 genannten Holzarten sowie Schwarzlauge und Braunlauge	25,0	25,0	30,0
	S6	Siedlungs- und Industrieabfälle (nicht erneuerbar) sowie erneuerbare/biologisch abbaubare Abfälle	25,0	25,0	25,0
Flüssige Brennstoffe	L7	Schweres Heizöl, Gas-/Dieselöl, sonstige Ölprodukte	44,2	44,2	44,2
	L8	Biobrennstoffe einschließlich Biomethanol, Bioethanol, Biobutanol, Biodiesel und anderer flüssiger Biobrennstoffe	44,2	44,2	44,2
	L9	Flüssige Abfälle einschließlich biologisch abbaubarer und nicht erneuerbarer Abfälle (einschließlich Talg, Fett und ausgelaugter Körner)	25,0	25,0	29,0
Gase	G10	Erdgas, LPG, LNG und Biomethan	52,5	52,5	53,0
	G11	Raffineriegase, Wasserstoff und Synthesegas	44,2	44,2	44,2
	G12	Biogas aus anaerober Zersetzung, Deponiegas und Klärgas	42,0	42,0	42,0
	G13	Kokereigas, Hochofengas, Grubengas und sonstiges Konvertergas (mit Ausnahme von Raffineriegas)	35,0	35,0	35,0
Sonstige	O14	Abwärme (einschließlich Hochtemperatur-Verfahrensabgasen, Produkten aus exothermen chemischen Reaktionen)			30,0

Tabelle 2

Referenz-Effizienzfaktoren für die Wärmeerzeugung

Kategorie		Art des Brennstoffs	Baujahr					
			Vor 2016			Ab 2016		
			Heißwasser	Dampf [1]	Unmittelbare Nutzung von Abgasen [2]	Heißwasser	Dampf [1]	Unmittelbare Nutzung von Abgasen [2]
Feststoffe	S1	Steinkohle einschließlich Anthrazit, bituminöser Kohle, subbituminöser Kohle, Koks, Schwelkoks, Petrolkoks	88	83	80	88	83	80
	S2	Braunkohle, Braunkohlebriketts, Schieferöl	86	81	78	86	81	78
	S3	Torf/Torfbriketts	86	81	78	86	81	78
	S4	Trockene Biomasse einschließlich Holz und sonstiger fester Biomasse einschließlich Holzpellets und -briketts, Holzhackgut, sauberer und trockener Holzabfälle, Nussschalen sowie Olivenkernen und anderer Kerne	86	81	78	86	81	78
	S5	Sonstige feste Biomasse einschließlich aller nicht unter S4 genannten Holzarten sowie Schwarzlauge und Braunlauge	80	75	72	80	75	72
	S6	Siedlungs- und Industrieabfälle (nicht erneuerbar) sowie erneuerbare/biologisch abbaubare Abfälle	80	75	72	80	75	72

Kategorie		Art des Brennstoffs	Baujahr					
			Vor 2016			Ab 2016		
			Heißwasser	Dampf [1]	Unmittelbare Nutzung von Abgasen [2]	Heißwasser	Dampf [1]	Unmittelbare Nutzung von Abgasen [2]
Flüssige Brennstoffe	L7	Schweres Heizöl, Gas-/Dieselöl, sonstige Ölprodukte	89	84	81	85	80	77
	L8	Biobrennstoffe einschließlich Biomethanol, Bioethanol, Biobutanol, Biodiesel und anderer flüssiger Biobrennstoffe	89	84	81	85	80	77
	L9	Flüssige Abfälle einschließlich biologisch abbaubarer und nicht erneuerbarer Abfälle (einschließlich Talg, Fett und ausgelaugter Körner)	80	75	72	75	70	67
Gase	G10	Erdgas, LPG, LNG und Biomethan	90	85	82	92	87	84
	G11	Raffineriegase, Wasserstoff und Synthesegas	89	84	81	90	85	82
	G12	Biogas aus anaerober Zersetzung, Deponiegas und Klärgas	70	65	62	80	75	72
	G13	Kokereigas, Hochofengas, Grubengas und sonstiges Konvertergas (mit Ausnahme von Raffineriegas)	80	75	72	80	75	72

Kategorie		Art des Brennstoffs	Baujahr					
			Vor 2016			Ab 2016		
			Heißwasser	Dampf (1)	Unmittelbare Nutzung von Abgasen (2)	Heißwasser	Dampf (1)	Unmittelbare Nutzung von Abgasen (2)
Sonstige	O14	Abwärme (einschließlich Hochtemperatur-Verfahrensabgasen, Produkten aus exothermen chemischen Reaktionen)	—	—	—	92	87	—

(1) Wird bei Dampfanlagen die Kondensatrückführung bei der Berechnung des KWK-Wärmewirkungsgrades (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) nicht berücksichtigt, sollten die in der vorstehenden Tabelle angegebenen Dampf-Wirkungsgrade um 5 Prozentpunkte erhöht werden.

(2) Die Werte für die unmittelbare Nutzung von Abgasen sind zu verwenden, wenn die Temperatur 250 °C oder mehr beträgt.

ANHANG IV

Vorlage für den Emissionsbericht des Anlagenbetreibers

1. ÜBERBLICK ÜBER DEN EMISSIONSBERICHT DES ANLAGENBETREIBERS

1.1. **Vorlage für die Mindestangaben, die im Emissionsbericht des Anlagenbetreibers im Vergleich zum zusammenfassenden Emissionsbericht enthalten sein müssen**

1. Angaben zum Betreiber und zur Anlage:
   a) Name des Betreibers;
   b) Registrierungsnummer des Unternehmens oder der Tätigkeit des Betreibers;
   c) vollständige Anschrift in Englisch;
   d) zu prüfende Anlage, wobei folgende Daten anzugeben sind:
      — Bezeichnung der Anlage;
      — eindeutige Anlagenkennung im CBAM-Register;
      — einschlägiger Ortscode der Vereinten Nationen für Handel und Transport (UN/LOCODE) für den Ort;
      — vollständige Anschrift in englischer Transkription;
      — geografische Koordinaten der Hauptemissionsquelle der Anlage;

2. Zusammenfassung des Überwachungsplans der Anlage, die mindestens folgende Angaben enthält:
   a) Liste aller in der Anlage durchgeführten CBAM-Herstellungsverfahren und Produktionswege;
   b) Liste der in der Anlage durchgeführten Herstellungsverfahren, die nicht unter das CBAM fallen;
   c) Liste der fünf wichtigsten (nach Masse) hergestellten Waren je Herstellungsverfahren unter Angabe ihres KN-Codes;
   d) Liste der fünf wichtigsten Brennstoffe (nach Energiegehalt), die in der Anlage verwendet werden;
   e) Liste der fünf wichtigsten Materialien (nach Emissionen), die in der Anlage verwendet werden und zu Prozessemissionen führen;
   f) falls in der Anlage kontinuierliche Emissionsmessungen vorgenommen werden, die relevanten Treibhausgase und die fünf bedeutendsten Emissionsquellen, auf die diese Messungen angewandt werden;
   g) Angabe, ob Brennstoffe mit Emissionsfaktor null verwendet werden und wie der Betreiber die Anwendbarkeit des Emissionsfaktors null der Brennstoffe nachweist;
   h) Angabe, ob messbare Wärme aus anderen Anlagen eingeführt oder in andere Anlagen ausgeführt wird, sowie Angaben zur Identifizierung dieser Anlagen;

3. bei indirekten Emissionen Angabe, ob Strom aus verschiedenen Quellen verbraucht wird und in welchen Mengen. Falls zu den Quellen auch andere Anlagen gehören, Name und Ursprungsland der Lieferanten;

4. bei indirekten Emissionen, bei denen Strom in der Anlage erzeugt wird, Angabe, ob es sich um Strom handelt, der
   a) durch Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird;
   b) getrennt erzeugt wird;
   c) aus fossilen oder erneuerbaren Quellen erzeugt wird;
   d) aus den Systemgrenzen eines Herstellungsverfahrens ausgeführt wird;

5. Angabe, ob Restgase in der Anlage erzeugt und verwendet oder aus anderen Anlagen eingeführt oder in andere Anlagen ausgeführt werden, sowie Angaben zur Identifizierung dieser Anlagen;

6. Angabe, ob CO_2-Übertragungen erfolgen, sowie Identität und Kontaktdaten einer verantwortlichen Person in den aufnehmenden Anlagen oder der Infrastruktur oder den Einheiten, an die das CO_2 übertragen wird;

7. Angaben zur Gesamtmenge der direkten Emissionen der Anlage im Berichtszeitraum;

8. gegebenenfalls für neue Anlagen der zur Überwachung der Emissionen zugrunde gelegte Zeitraum (in Monaten);

9. werden in einer Anlage Waren hergestellt, die in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956, aber nicht in Anhang II der genannten Verordnung aufgeführt sind, Angaben zur Gesamtmenge des in der Anlage verbrauchten Stroms;

10. werden in einer Anlage Waren hergestellt, die in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956, aber nicht in Anhang II der genannten Verordnung aufgeführt sind, Angaben zur Menge des in der Anlage bei der Herstellung dieser Waren verbrauchten Stroms;

11. werden in einer Anlage Waren hergestellt, die in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956, aber nicht in Anhang II der genannten Verordnung aufgeführt sind, Angaben zur Identifizierung der Anlagen, aus denen der Strom bezogen wird;

12. wird in der Anlage Strom aus verschiedenen Quellen verbraucht, die je Quelle verbrauchte Strommenge, das Ursprungsland des Stroms je Quelle, der Emissionsfaktor je Quelle und der für die Bestimmung der grauen Emissionen gemäß Artikel 9 berechnete Emissionsfaktor;

13. Angaben zu sämtlichen in der in der Anlage und je Herstellungsverfahren hergestellten Waren sowie zur hergestellten Menge;

14. gegebenenfalls Angaben zu den je Herstellungsverfahren hergestellten nicht unter das CBAM fallenden Waren sowie zur hergestellten Menge;

15. Angaben für jede der Waren:

    a) die spezifischen direkten grauen Emissionen für jede Ware, ausgedrückt in Tonnen CO_2 je funktioneller Einheit,

    b) die spezifische direkte graue Emissionen für jede Zusammensetzung der Waren, falls relevant;

    c) Angaben zu Datenqualität und verwendeten Methoden, insbesondere dazu, ob die grauen Emissionen ausschließlich basierend auf der Überwachung bestimmt wurden oder ob die gemäß Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 bereitgestellten Standardwerte verwendet wurden;

    d) Anteil der grauen Emissionen, für die Standardwerte verwendet wurden;

    e) für Waren, die nicht in Anhang II der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführt sind:

        — Anteil der auf der Grundlage der tatsächlichen Werte gemäß Artikel 9 dieser Verordnung bestimmten indirekten Emissionen;

        — Anteil der auf der Grundlage der Standardwerte gemäß Artikel 9 dieser Verordnung bestimmten indirekten Emissionen;

        — für den Anteil der indirekten Emissionen, der auf der Grundlage von tatsächlichen Werten bestimmt wurde, eine Bestätigung, dass die in Anhang IV Nummer 6 der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegten Kriterien für die Verwendung tatsächlicher Werte erfüllt sind, und eine Bestätigung, dass die entsprechenden Nachweise gemäß Anhang II Abschnitt D.4.3 der Prüfstelle vorgelegt wurden;

        — die gemäß Artikel 9 dieser Verordnung berechneten spezifischen indirekten Emissionen für jede hergestellte Ware.

f) für in das Zollgebiet der Union eingeführten Strom:

— gegebenenfalls eine Bestätigung, dass das in Anhang IV Nummer 5 Buchstabe b der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegte Kriterium für die Verwendung tatsächlicher Werte hinsichtlich der direkten Verbindung zwischen der Strom erzeugenden Anlage und dem Übertragungsnetz der Union erfüllt ist, sowie eine Bestätigung, dass die entsprechenden Nachweise gemäß Anhang II Abschnitt D.2.4 der Prüfstelle vorgelegt wurden;

— eine Bestätigung, dass das in Anhang IV Nummer 5 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegte Kriterium für die Verwendung tatsächlicher Werte erfüllt ist, sowie eine Bestätigung, dass die entsprechenden Nachweise gemäß Anhang II Abschnitt D.2.4 der Prüfstelle vorgelegt wurden;

— Hinweis, dass das entsprechende anmelderspezifische Addendum mit den in Nummer 1.1.1 dieses Anhangs festgelegten Angaben an die Prüfstelle übermittelt wurde;

— Emissionsfaktor für den eingeführten Strom, der auf der Grundlage der tatsächlichen Emissionen bestimmt wurde.

16. Gesamtemissionen der Anlage, einschließlich:

a) Tätigkeitsdaten je Herstellungsverfahren und Berechnungsfaktoren für jeden verwendeten Stoffstrom;

b) Emissionen jeder der nach einer auf Messung beruhenden Methodik überwachten Emissionsquellen;

c) nach anderen Methoden bestimmte Emissionen;

d) Mengen CO_2, die aus anderen Anlagen bezogen oder an andere Anlagen ausgeführt wurden, sei es zur geologischen Speicherung oder als Input für Erzeugnisse, in denen CO_2 dauerhaft chemisch gebunden ist;

e) Informationen über Datenlücken und verwendete Schätzungen;

17. Bilanz der messbaren Wärme, der Restgase und des Stroms, die importiert, erzeugt, verbraucht bzw. ausgeführt wurden, je Herstellungsverfahren;

18. Menge jeder Art von Vorläuferstoffen, die in der Anlage hergestellt und von dieser Anlage verwendet wurden, mit Ausnahme der im Herstellungsverfahren gemäß Artikel 4 Absatz 9 hergestellten Vorläuferstoffe;

19. Menge jeder Art von Vorläuferstoffen, die in der Anlage hergestellt und in jedem Herstellungsverfahren verwendet wurden, mit Ausnahme der im Herstellungsverfahren gemäß Artikel 4 Absatz 9 hergestellten Vorläuferstoffe;

20. Menge jeder Art von Vorläuferstoffen, die außerhalb der Anlage hergestellt und von der Anlage verwendet wurden;

21. Menge jeder Art von Vorläuferstoffen, die außerhalb der Anlage hergestellt und in jedem Herstellungsverfahren verwendet wurden;

22. Daten zu jeder Art von Vorläuferstoffen, die in der Anlage verwendet und für die Standardwerte herangezogen wurden, mit Ausnahme der im Herstellungsverfahren gemäß Artikel 4 Absatz 9 hergestellten Vorläuferstoffe:

a) KN-Code;

b) Bezeichnung der Waren;

c) Ursprungsland, falls bekannt und wenn die Vorläuferstoffe außerhalb der Anlage hergestellt wurden;

d) anwendbarer Standardwert;

23. Daten zu jeder Art von Vorläuferstoffen, die in der Anlage verwendet und für die tatsächliche Werte herangezogen wurden, mit Ausnahme der im Herstellungsverfahren gemäß Artikel 4 Absatz 9 hergestellten Vorläuferstoffe:

    a) KN-Code;

    b) Bezeichnung der Waren;

    c) Ursprungsland, wenn die Vorläuferstoffe außerhalb der Anlage hergestellt wurden;

    d) Berichtszeitraum und Angabe, ob dieser anhand des Standardberichtszeitraums oder des tatsächlichen Zeitraums der Herstellung bestimmt wurde;

    e) spezifische (direkte und gegebenenfalls indirekte) graue Emissionen;

24. wenn eine Anlage, in der komplexe Waren hergestellt werden, von einer anderen Anlage Vorläuferstoffe eines bestimmten KN-Codes erhält, die in verschiedenen Berichtszeiträumen hergestellt wurden, Angabe der spezifischen (direkten und gegebenenfalls indirekten) grauen Emissionen, die gemäß Artikel 14 Absatz 1 für die genannten Vorläuferstoffe verwendet werden sollen;

25. wurde im Herstellungsverfahren einer komplexen Ware ein Vorläuferstoff eines bestimmten KN-Codes verwendet, der aus mehreren Anlagen bezogen wurde, Angabe der spezifischen (direkten und gegebenenfalls indirekten) grauen Emissionen für diesen Vorläuferstoff und Angabe, ob diese Emissionen nach der in Artikel 14 Absatz 2 festgelegten Standardmethode oder durch Berechnung der grauen Emissionen des Vorläuferstoffs aus einer bestimmten Anlage oder aus einer Teilmenge von Anlagen gemäß Artikel 14 Absatz 3 bestimmt wurden;

26. gegebenenfalls die Strommenge, die in jedem Herstellungsverfahren verwendet wird;

27. die Menge der Vorläuferstoffe, die in der Anlage hergestellt und in jedem Herstellungsverfahren verwendet wurden, mit Ausnahme der gemäß Artikel 4 im Herstellungsverfahren hergestellten Vorläuferstoffe;

28. Informationen zum Betreiber und zur Anlage, aus der der Vorläuferstoff stammt: Name des Betreibers; Name der Anlage; gegebenenfalls die eindeutige Anlagenkennung im CBAM-Register; maßgeblicher Berichtszeitraum;

29. Angaben dazu, wie die zugeordneten direkten und indirekten Emissionen jedes Herstellungsverfahrens berechnet wurden;

30. Aktivitätsrate und zugeordnete Emissionen jedes der Herstellungsverfahren;

31. Liste aller relevanten Waren, gemessen in der funktionellen Einheit für jeden KN-Code, einschließlich der Vorläuferstoffe, die nicht von anderen Herstellungsverfahren als denen der komplexen Waren gemäß Artikel 4 erfasst sind;

32. gegebenenfalls Angaben zum Strom-Emissionsfaktor, wenn tatsächliche Werte verwendet werden;

33. gegebenenfalls Angaben zu dem im Strombezugsvertrag genannten Strom-Emissionsfaktor;

34. Angaben zur Menge der Waren je Produktionsweg wie folgt:

    a) Mengen jeder Ware, gemessen in der funktionellen Einheit für jeden KN-Code;

    b) weicht die funktionelle Einheit gemäß Artikel 4 von den Tonnen Waren je KN-Code ab, die Mengen der Waren, ausgedrückt in funktionellen Einheiten, die im Berichtszeitraum je Herstellungsverfahren hergestellt wurden;

35. Werte für die sektorspezifischen Parameter, die gemäß Nummer 2 dieses Anhangs für jede Ware erforderlich sind.

1.1.1. *Anmelderspezifisches Addendum zu dem Emissionsbericht des Anlagenbetreibers für in das Zollgebiet der Union eingeführten Strom*

Das Addendum zu dem Emissionsbericht des Anlagenbetreibers, das gemäß Artikel 8 Absatz 4 für jeden zugelassenen CBAM-Anmelder erstellt wird, muss Folgendes beinhalten:

(1) EORI-Nummer des zugelassenen CBAM-Anmelders, auf den sich das anmelderspezifische Addendum bezieht;

(2) Hinweis, dass die in Anhang IV Nummer 5 Unterabsatz 1 Buchstaben a und d der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegten Kriterien für die Verwendung tatsächlicher Werte und gegebenenfalls die in Anhang IV Nummer 5 Unterabsatz 1 Buchstabe b der genannten Verordnung festgelegten Kriterien betreffend das Fehlen eines physischen Netzwerkengpasses erfüllt sind, und eine Bestätigung, dass die entsprechenden Nachweise gemäß Anhang II Abschnitt D.2.4 der Prüfstelle vorgelegt wurden;

(3) die von diesem zugelassenen CBAM-Anmelder aus der betreffenden Anlage eingeführte Strommenge, für die die in Anhang IV Nummer 5 der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegten Kriterien erfüllt sind.

1.2. **Zusammenfassender Emissionsbericht des Anlagenbetreibers**

Die folgenden im Emissionsbericht des Anlagenbetreibers enthaltenen Informationen müssen auch im zusammenfassenden Emissionsbericht des Anlagenbetreibers enthalten sein:

(1) Angaben zum Betreiber und zur Anlage:

a) Name des Betreibers;

b) Registrierungsnummer des Unternehmens oder der Tätigkeit des Betreibers;

c) vollständige Anschrift in Englisch.

(2) Zu prüfende Anlage, wobei folgende Daten anzugeben sind:

a) Name der Anlage;

b) eindeutige Anlagenkennung im CBAM-Register;

c) einschlägiger Ortscode der Vereinten Nationen für Handel und Transport (UN/LOCODE) für den Ort;

d) vollständige Anschrift in Englisch;

e) geografische Koordinaten der Hauptemissionsquelle der Anlage.

(3) Eine Liste aller CBAM-Herstellungsverfahren und -Produktionswege, die in der Anlage durchgeführt werden, sowie eine genau Angabe der je Herstellungsverfahren gelieferten Waren.

(4) Angaben für jede der Waren:

a) spezifische direkte graue Emissionen der einzelnen Waren;

b) Anteil der grauen Emissionen, für die Standardwerte verwendet wurden;

c) für Waren, die nicht in Anhang II der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführt sind:

— Anteil der auf der Grundlage der tatsächlichen Werte gemäß Artikel 9 dieser Verordnung bestimmten indirekten Emissionen;

— Anteil der auf der Grundlage der Standardwerte gemäß Artikel 9 dieser Verordnung bestimmten indirekten Emissionen;

— für den Anteil der indirekten Emissionen, der auf der Grundlage von tatsächlichen Werten bestimmt wurde, eine Bestätigung, dass die in Anhang IV Nummer 6 der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegten Kriterien für die Verwendung tatsächlicher Werte erfüllt sind;

— die gemäß Artikel 9 dieser Verordnung berechneten spezifischen indirekten Emissionen für jede hergestellte Ware;

d) für in das Zollgebiet der Union eingeführten Strom:

— gegebenenfalls eine Bestätigung, dass das in Anhang IV Nummer 5 Buchstabe b der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegte Kriterium für die Verwendung tatsächlicher Werte hinsichtlich der direkten Verbindung zwischen der Stromerzeugungsanlage und dem Übertragungsnetz der Union erfüllt ist;

— eine Bestätigung, dass das in Anhang IV Nummer 5 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegte Kriterium für die Verwendung tatsächlicher Werte erfüllt ist, sowie eine Bestätigung, dass die entsprechenden Nachweise gemäß Anhang II Abschnitt D.2.4 der Prüfstelle vorgelegt wurden;

— Emissionsfaktor für den eingeführten Strom, der auf der Grundlage der tatsächlichen Emissionen bestimmt wurde.

e) die spezifische einzubeziehende kostenlose Zuteilung für jede der hergestellten Waren;

f) Bestätigung, der anwendbare CBAM-Richtwert und die Methoden zur Bestimmung der spezifischen einzubeziehenden kostenlosen Zuteilung verwendet werden.

(5) Angaben zur Gesamtmenge der direkten Emissionen der Anlage im Berichtszeitraum und zur Gesamtmenge der direkten Emissionen je Herstellungsverfahren.

(6) Falls in der Anlage Waren hergestellt werden, die nicht in Anhang II der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführt sind, Angaben zu den indirekten Emissionen der Anlage im Berichtszeitraum.

(7) Angaben, ob messbare Wärme aus anderen Anlagen eingeführt oder in andere Anlagen ausgeführt wird.

(8) Angaben, ob Brennstoffe mit Emissionsfaktor null verwendet werden und wie der Betreiber die Anwendbarkeit des Emissionsfaktors null der Brennstoffe nachweist.

(9) Angaben, ob Restgase in der Anlage erzeugt und verwendet oder aus anderen Anlagen eingeführt oder in andere Anlagen ausgeführt werden.

(10) Angabe, ob eine CO_2-Abscheidung erfolgt, und Angaben zur Identifizierung der Anlage oder der Transportinfrastruktur, an die das CO_2 übertragen wird.

(11) Bei indirekten Emissionen, bei denen Strom in der Anlage erzeugt wird, Angabe, ob es sich um Strom handelt, der

a) durch Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird;

b) getrennt erzeugt wird;

c) aus fossilen oder erneuerbaren Quellen erzeugt wird.

d) aus den Systemgrenzen eines Herstellungsverfahrens ausgeführt wird;

(12) Daten zu jedem verwendeten Vorläuferstoff, für den Standardwerte verwendet wurden, mit Ausnahme der im Herstellungsverfahren gemäß Artikel 4 Absatz 9 hergestellten Vorläuferstoffe:

a) KN-Code;

b) Bezeichnung der Waren;

c) Ursprungsland, falls bekannt und wenn die Vorläuferstoffe außerhalb der Anlage hergestellt wurden;

d) anwendbarer Standardwert.

(13) Daten zu jedem verwendeten Vorläuferstoff, für den tatsächliche Werte verwendet wurden, mit Ausnahme der im Herstellungsverfahren gemäß Artikel 4 Absatz 9 hergestellten Vorläuferstoffe:

a) KN-Code;

b) Bezeichnung der Waren;

c) Ursprungsland, wenn die Vorläuferstoffe außerhalb der Anlage hergestellt wurden;

d) Berichtszeitraum und Angabe des Jahres, in dem der Vorläuferstoff für die Herstellung einer komplexen Ware verwendet wurde;

e) spezifische (direkte und gegebenenfalls indirekte) graue Emissionen.

(14) Wenn eine Anlage, in der komplexe Waren hergestellt werden, von einer anderen Anlage Vorläuferstoffe eines bestimmten KN-Codes erhält, die in verschiedenen Berichtszeiträumen hergestellt wurden, Angabe der spezifischen (direkten und gegebenenfalls indirekten) grauen Emissionen, die gemäß Artikel 14 Absatz 1 für die genannten Vorläuferstoffe verwendet werden sollen.

(15) Wurde im Herstellungsverfahren einer komplexen Ware eine Art eines Vorläuferstoffs verwendet, der aus mehreren Anlagen bezogen wurde, Angabe der spezifischen (direkten und gegebenenfalls indirekten) grauen Emissionen für diesen Vorläuferstoff und Hinweis, ob sie nach Standardmethode gemäß Artikel 14 oder durch Berechnung der grauen Emissionen des Vorläuferstoffs aus einer bestimmten Anlage oder aus einer Teilmenge von Anlagen gemäß diesem Artikel bestimmt wurden.

(16) Informationen zum Betreiber und zur Anlage, aus der der Vorläuferstoff stammt: Name des Betreibers; Bezeichnung der Anlage; gegebenenfalls die eindeutige Anlagenkennung im CBAM-Register; maßgeblicher Berichtszeitraum.

2. IN DEN EMISSIONSBERICHT AUFZUNEHMENDE SEKTORSPEZIFISCHE PARAMETER

Zusammengefasste Warenkategorie	Zu meldender Wert
Gebrannter Ton und Lehm	— entfällt
Zementklinker	— entfällt
Zement	— Massenverhältnis von Tonnen verbrauchter Zementklinker je erzeugte Tonne Zement (Klinker-Zement-Verhältnis in Prozent)
Tonerdezement	— entfällt
Wasserstoff	— entfällt
Harnstoff	— Reinheit (Masse-% enthaltener Harnstoff, % enthaltener N) — N-Gehalt
Salpetersäure	— Konzentration (Masse-%) — N-Gehalt
Ammoniak	— Konzentration, falls wässrige Lösung. — N-Gehalt
Gemischte Düngemittel	— Ohnehin nach Verordnung (EU) 2019/1009 erforderliche Angaben: — N-Gehalt als Ammonium (NH_4^+); — N-Gehalt als Nitrat (NO_3^-); — N-Gehalt als Harnstoff; — N-Gehalt in anderen (organischen) Formen. — N-Gehalt insgesamt
Eisenerzsinter	— entfällt
Roheisen	— Hauptsächlich verwendetes Reduktionsmittel. — Masse-% Mn, Cr, Ni, Gesamt-Masse-% sonstige Legierungselemente.
FeMn Ferromangan	— Masse-% Mn und Kohlenstoff.
FeCr — Ferrochrom	— Masse-% Cr und Kohlenstoff.
FeNi — Ferronickel	— Masse-% Ni und Kohlenstoff.
DRI (Direkt reduziertes Eisen)	— Hauptsächlich verwendetes Reduktionsmittel. — Masse-% Mn, Cr, Ni, Gesamt-Masse-% sonstige Legierungselemente.

Zusammengefasste Warenkategorie	Zu meldender Wert
Rohstahl	— Für Vorläuferstoff verwendetes Hauptreduktionsmittel, falls bekannt. — Masse-% Mn, Cr, Ni, Gesamt-Masse-% sonstige Legierungselemente. — Zur Erzeugung von 1 t Rohstahl verwendeter Ausschuss, in Tonnen. — %-Anteil von Produktionsausschüssen am Gesamtausschuss.
Eisen- oder Stahlerzeugnisse	— In der Herstellung des Vorläuferstoffs verwendetes Hauptreduktionsmittel, falls bekannt. — Masse-% Mn, Cr, Ni, Gesamt-Masse-% sonstige Legierungselemente. — Zur Erzeugung von 1 t Ware verwendeter Ausschuss, in Tonnen. — %-Anteil von Produktionsausschüssen am Gesamtausschuss.
Aluminium in Rohform	— Zur Erzeugung von 1 t Ware verwendeter Ausschuss, in Tonnen. — %-Anteil von Produktionsausschüssen am Gesamtausschuss. — Der Gesamtprozentsatz anderer Elemente als Aluminium, wenn ihr Gesamtgehalt mehr als 1 % ausmacht.
Aluminiumerzeugnisse	— Zur Erzeugung von 1 t Ware verwendeter Ausschuss, in Tonnen. — %-Anteil von Produktionsausschüssen am Gesamtausschuss. — Der Gesamtprozentsatz anderer Elemente als Aluminium, wenn ihr Gesamtgehalt mehr als 1 % ausmacht.

ANHANG V

Regionenspezifische Anpassungen von Standardwerten

Gemäß Anhang IV Nummer 7 der Verordnung (EU) 2023/956 können für eine in einem bestimmten Jahr eingeführte Ware alternative regionenspezifisch angepasste Standardwerte verwendet werden, wenn der zugelassene CBAM-Anmelder der Kommission bis zum 30. Juni des betreffenden Jahres anhand von Datensätzen aus verlässlichen alternativen amtlichen Quellen, einschließlich nationaler Statistiken, die sich auf ein Kalenderjahr beziehen, nachweist, dass die alternativen regionenspezifisch angepassten Standardwerte niedriger sind als die gemäß Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegten Standardwerte.

Ist die Kommission der Auffassung, dass die vorgelegten alternativen amtlichen Quellen verlässlich sind, so ändert sie die in Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegten entsprechenden Standardwerte, soweit möglich, bis zum 30. Juni des folgenden Jahres. Die geänderten Standardwerte gelten für Waren, die in dem Jahr eingeführt wurden, in dem die Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen bereitgestellt wurden.

Legt ein zugelassener CBAM-Anmelder die Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen nach dem 30. Juni des Jahres der Einfuhr einer Ware vor, und ist die Kommission der Auffassung, dass diese verlässlich sind, so ändert sie die gemäß Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 festgelegten entsprechenden Standardwerte, soweit möglich, bis zum 30. Juni zweiten das Jahr der Bereitstellung der Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen folgenden Jahres. Die geänderten Standardwerte gelten für Waren, die in dem auf das Jahr der Bereitstellung der Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen folgenden Jahr eingeführt wurden. Gelingt es der Kommission, die entsprechenden Standardwerte in dem auf das Jahr der Bereitstellung der Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen folgenden Jahr und vor Ablauf der Frist für die Einreichung der CBAM-Erklärungen gemäß Artikel 6 der Verordnung (EU) 2023/956 zu ändern, so gelten die geänderten Standardwerte für Waren, die in dem Jahr eingeführt wurden, in dem die Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen bereitgestellt wurden.