



EUROPÄISCHE
KOMMISSION

Brüssel, 17.8.2023
K(2023) 5512 endgültig

ANHÄNGE 1 bis 9

ANHÄNGE

zum

Durchführungsverordnung (EU) der Kommission .../...

zur Festlegung der Regeln für die Anwendung der Verordnung (EU) Nr. 2023/956 des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich der Berichtspflichten für die Zwecke des Mechanismus für den Kohlenstoffgrenzausgleich während des Übergangszeitraums

(Text mit Bedeutung für den EWR)

ANHANG I

In den CBAM-Berichten zu übermittelnde Informationen

Der meldende Anmelder befolgt bei der Übermittlung des CBAM-Berichts die in Tabelle 1 dieses Anhangs aufgeführte und im CBAM-Übergangsregister bereitgestellte CBAM-Berichtsstruktur und fügt die in Tabelle 2 dieses Anhangs aufgeführten detaillierten Informationen bei.

Tabelle 1: CBAM-Berichtsstruktur

CBAM-Bericht
Datum der Ausgabe des Berichts
ID des Berichtsentwurfs
Bericht-ID
Berichtszeitraum
Jahr
-Meldepflichtiger
----Adresse
--Vertreter *
----Adresse
-Importer *
----Adresse
-Zuständige Behörde
-Unterschriften
----Bestätigung des Berichts
----Art der anwendbaren Berichterstattungsmethodik
-Anmerkungen
--CBAM Waren importiert
Warenpositionsnummer
----Vertreter *
-----Adresse
----Importer *
-----Adresse
----Warencode
Unterpositionscode des Harmonisierten Systems
Code der Kombinierten Nomenklatur
-Rohstoffdetails
----Herkunftsland
----Eingeführte Menge je Zollverfahren
-----Verfahren
-Informationen zur aktiven Veredelung
-----Gebiet der Einfuhr
-----Gütermaßnahme (pro Verfahren)
-----Warenmaßnahme (aktiver Veredelungsverkehr)
-----Besondere Referenzen für Waren
----Gütermaß (importiert)
----Einfuhr von Waren Gesamtemissionen
----Begleitdokumente (für Waren)

-----Anhänge
---Bemerkungen
---CBAM Waren" Emissionen
Laufende Nummer der Emissionen
Land der Produktion
-----Der Firmenname der Anlage
-----Adresse
-Angaben zum Kontakt
-----Einrichtung
-----Adresse
-----Warenmaßnahme (produziert)
-Emissionen aus der Installation
-----Direkte eingebettete Emissionen
-----direkte eingebettete Emissionen
-Produktionsmethode und Qualifikationsparameter
-Qualifikationsparameter für direkte Emissionen
-Qualifizierungsparameter für indirekte Emissionen
-----Unterstützende Dokumente (für die Definition von Emissionen)
-----Anhänge
-Kohlenstoffpreis fällig
-----Güter, die unter den Kohlenstoffpreis fallen
-----Warenmaß (erfasst)
-----Bemerkungen

Tabelle 2: Detaillierte Informationsanforderungen im CBAM-Bericht

CBAM-Bericht	
Datum der Ausgabe des Berichts	
ID des Berichtsentwurfs	
Bericht-ID	
Berichtszeitraum	
Jahr	
Eingeführte Waren insgesamt	
Emissionen insgesamt	
-Meldepflichtiger	
Identifikationsnummer	
Name	
Rolle	
----Adresse	
Mitgliedstaat der Niederlassung	
Unterabteilung	
Stadt	
Straße	
Straße zusätzliche Linie	
Nummer	

Postleitzahl
P.O. Box
--Vertreter *
Identifikationsnummer
Name
----Adresse
Mitgliedstaat der Niederlassung
Unterabteilung
Stadt
Straße
Straße zusätzliche Linie
Nummer
Postleitzahl
P.O. Box
-Importer *
Identifikationsnummer
Name
----Adresse
Mitgliedstaat oder Land der Niederlassung
Unterabteilung
Stadt
Straße
Straße zusätzliche Linie
Nummer
Postleitzahl
P.O. Box
-Zuständige Behörde
Referenznummer
-Unterschriften
----Bestätigung des Berichts
Bericht über die globale Datenbestätigung
Verwendung der Datenbestätigung
Datum der Unterschrift
Ort der Unterschrift
Unterschrift
Position der unterzeichnenden Person
----Art der anzuwendenden Berichtsmethodik
Andere anwendbare Berichtsmethoden
-Anmerkungen
Zusätzliche Informationen
--CBAM Waren importiert
Warenpositionsnummer
----Vertreter *
Identifikationsnummer
Name
-----Adresse

Mitgliedstaat der Niederlassung
Unterabteilung
Stadt
Straße
Straße zusätzliche Linie
Nummer
Postleitzahl
P.O. Box
---Importer *
Identifikationsnummer
Name
-----Adresse
Mitgliedstaat oder Land der Niederlassung
Unterabteilung
Stadt
Straße
Straße zusätzliche Linie
Nummer
Postleitzahl
P.O. Box
---Warecode
Unterpositionscode des Harmonisierten Systems
Code der Kombinierten Nomenklatur
-Rohstoffdetails
Beschreibung der Waren
---Herkunftsland
Ländercode
-Einfuhrmenge nach dem Zollverfahren
Laufende Nummer
-----Verfahren
Erforderliches Verfahren
Vorheriges Verfahren
Informationen zur aktiven Veredelung
Mitgliedstaat der Bewilligung der aktiven Veredelung
Befreiung von der aktiven Veredelung für die Erledigungserklärung
Autorisierung
Beginn der Globalisierung
Ende der Globalisierungszeit
Frist für die Vorlage der Abrechnung
-----Gebiet der Einfuhr
Gebiet der Einfuhr
-----Gütermaßnahme (pro Verfahren)
Nettomasse
Ergänzende Einheiten
Art der Messeinheit
-----Warenmaßnahme (aktiver Veredelungsverkehr)

Nettomasse
Ergänzende Einheiten
Art der Messeinheit
-----Besondere Referenzen für Waren
Zusätzliche Informationen
----Gütermaß (importiert)
Nettomasse
Ergänzende Einheiten
Art der Messeinheit
----Einfuhr von Waren Gesamtemissionen
Warenemissionen pro Produkteinheit
Waren Gesamtemissionen
Direkte Emissionen von Waren
Indirekte Emissionen von Waren
Art der Messeinheit für Emissionen
----Begleitdokumente (für Waren)
Laufende Nummer
Typ
Land, in dem das Dokument ausgestellt wurde
Referenznummer
Belegpositionsnummer
Name der ausstellenden Behörde
Datum des Gültigkeitsbeginns
Datum des Gültigkeitsendes
Beschreibung
-----Anhänge
Dateiname
Universelle Ressource identifiziert
Mehrzweck-Internet-Mail-Erweiterungen
Eingeschlossenes Binärobjekt
----Bemerkungen
Zusätzliche Informationen
----CBAM Waren" Emissionen
Laufende Nummer der Emissionen
Land der Produktion
-----Der Firmenname der Anlage
Bediener-ID
Name des Betreibers
-----Adresse
Ländercode
Unterabteilung
Stadt
Straße
Straße zusätzliche Linie
Nummer
Postleitzahl

P.O. Box
-Angaben zum Kontakt
Name
Rufnummer
E-Mail
-----Einrichtung
Installations-ID
Name der Anlage
Wirtschaftliche Aktivität
-----Adresse
Land der Niederlassung
Unterabteilung
Stadt
Straße
Straße zusätzliche Linie
Nummer
Postleitzahl
P.O. Box
Nummer des Grundstücks oder der Parzelle
UNLOCODE
Breitengrad
Längengrad
Art der Koordinaten
-----Warenmaßnahme (produziert)
Nettomasse
Ergänzende Einheiten
Art der Messeinheit
-Emissionen aus der Installation
Gesamtemissionen der Anlage
Direkte Emissionen der Anlage
Indirekte Emissionen der Anlage
Art der Messeinheit für Emissionen
-----Direkte eingebettete Emissionen
Art der Bestimmung
Art der Bestimmung (Strom)
Art der anwendbaren Meldemethode
Anwendbare Berichtsmethodik
Spezifische (direkte) eingebettete Emissionen
Andere Quellenangabe
Quelle des Emissionsfaktors (für Strom)
Emissionsfaktor
Importierte Elektrizität
Gesamte eingebettete Emissionen von importiertem Strom
Art der Messeinheit
Quelle für den Wert des Emissionsfaktors
Rechtfertigung

Erfüllung der Konditionalität
-----direkte eingebettete Emissionen
Art der Bestimmung
Quelle des Emissionsfaktors
Emissionsfaktor
Spezifische (indirekte) eingebettete Emissionen
Art der Messeinheit
Verbrauchte Elektrizität
Quelle der Elektrizität
Quelle für den Wert des Emissionsfaktors
-Produktionsmethode und Qualifikationsparameter
Laufende Nummer
Methoden-ID
Name der Methode
Identifikationsnummer des jeweiligen Stahlwerks
Zusätzliche Informationen
-Qualifikationsparameter für direkte Emissionen
Laufende Nummer
Parameter-ID
Name des Parameters
Beschreibung
Art des Parameterwerts
Parameterwert
Zusätzliche Informationen
-Qualifizierungsparameter für indirekte Emissionen
Laufende Nummer
Parameter-ID
Name des Parameters
Beschreibung
Art des Parameterwerts
Parameterwert
Zusätzliche Informationen
-----Unterstützende Dokumente (für die Definition von Emissionen)
Laufende Nummer
Art des Emissionsdokuments
Land, in dem das Dokument ausgestellt wurde
Referenznummer
Belegpositionsnummer
Name der ausstellenden Behörde
Datum des Gültigkeitsbeginns
Datum des Gültigkeitsendes
Beschreibung
-----Anhänge
Dateiname
Universelle Ressource identifiziert
Mehrzweck-Internet-Mail-Erweiterungen
Eingeschlossenes Binärobjekt

-Kohlenstoffpreis fällig
Laufende Nummer
Art des Instruments
Beschreibung und Angabe der Rechtshandlung
Höhe des fälligen Kohlenstoffpreises
Währung
Wechselkurse
Betrag (EURO)
Ländercode
-----Güter, die unter den Kohlenstoffpreis fallen
Laufende Nummer
Art der erfassten Waren
KN-Code der erfassten Waren
Menge der erfassten Emissionen
Menge, die durch kostenlose Zuteilungen, Rabatte oder andere Ausgleichszahlungen abgedeckt ist
Ergänzende Informationen
Zusätzliche Informationen
-----Warenmaß (erfasst)
Nettomasse
Ergänzende Einheiten
Art der Messeinheit
-----Bemerkungen
Laufende Nummer
Zusätzliche Informationen

* Hinweis: Vertreter/Importeure werden entweder auf der Ebene des CBAM-Berichts oder auf der Ebene der eingeführten CBAM-Waren registriert, je nachdem, ob es sich um denselben oder verschiedene Vertreter/Importeure handelt, die mit den eingeführten CBAM-Waren in Verbindung stehen.

ANHANG II

Definitionen und Produktionswege für Waren

1. DEFINITIONEN

Für die Zwecke dieses Anhangs und der Anhänge III, IV und VIII bis IX gelten die folgenden Definitionen:

- (0) "Aktivitätsdaten": die Menge an Brennstoffen oder Materialien, die durch einen für die auf Berechnungen beruhende Methodik relevanten Prozess verbraucht oder erzeugt wird, ausgedrückt in Terajoule, Masse in Tonnen oder (bei Gasen) Volumen in Normkubikmetern;
- (1) "Aktivitätsniveau" ist die Menge der im Rahmen eines Produktionsprozesses erzeugten Güter (ausgedrückt in MWh für Strom oder in Tonnen für andere Güter);
- (2) "Berichtszeitraum" ist ein Zeitraum, den der Betreiber einer Anlage als Referenz für die Bestimmung der eingebetteten Emissionen gewählt hat;
- (3) "Quellstrom": eine der folgenden Formen:
 - (a) ein bestimmter Brennstofftyp, ein bestimmter Rohstoff oder ein bestimmtes Erzeugnis, der/das aufgrund seines/ihres Verbrauchs oder seiner/ihrer Herstellung zu Emissionen relevanter Treibhausgase an einer oder mehreren Emissionsquellen führt;
 - (b) ein bestimmter Brennstofftyp, ein Rohstoff oder ein kohlenstoffhaltiges Produkt, der/das in die Berechnung der Treibhausgasemissionen nach einer Massenbilanzmethode einbezogen wird;
- (4) "Emissionsquelle": ein getrennt identifizierbarer Teil einer Anlage oder eines Prozesses innerhalb einer Anlage, aus dem relevante Treibhausgase emittiert werden;
- (5) "Unsicherheit" ist ein mit dem Ergebnis der Bestimmung einer Größe verbundener Parameter, der die Streuung der Werte charakterisiert, die vernünftigerweise der bestimmten Größe zugeschrieben werden könnten, einschließlich der Auswirkungen systematischer und zufälliger Faktoren, ausgedrückt in Prozent, und der ein Konfidenzintervall um den Mittelwert beschreibt, das 95 % der abgeleiteten Werte umfasst, wobei jede Asymmetrie der Werteverteilung berücksichtigt wird;
- (6) "Berechnungsfaktoren": unterer Heizwert, Emissionsfaktor, vorläufiger Emissionsfaktor, Oxidationsfaktor, Umrechnungsfaktor, Kohlenstoffgehalt oder Biomasseanteil;
- (7) "Verbrennungsemissionen": Treibhausgasemissionen, die bei der exothermen Reaktion eines Brennstoffs mit Sauerstoff entstehen;
- (8) "Emissionsfaktor": die durchschnittliche Emissionsrate eines Treibhausgases im Verhältnis zu den Aktivitätsdaten eines Stoffstroms unter der Annahme vollständiger Oxidation bei der Verbrennung und vollständiger Umwandlung bei allen anderen chemischen Reaktionen;
- (9) "Oxidationsfaktor": das Verhältnis des infolge der Verbrennung zu CO_2 oxidierten Kohlenstoffs zum gesamten im Brennstoff enthaltenen Kohlenstoff, ausgedrückt als Bruchteil, wobei das in die Atmosphäre abgegebene Kohlenmonoxid (CO) als die molare Äquivalentmenge von CO_2 betrachtet wird;

- (10) Umrechnungsfaktor": das Verhältnis des als CO_2 emittierten Kohlenstoffs zum Gesamtkohlenstoff, der im Ausgangsstrom enthalten ist, bevor der Emissionsprozess stattfindet, ausgedrückt als Bruchteil, wobei das in die Atmosphäre abgegebene CO als die molare Äquivalentmenge von CO_2 betrachtet wird;

- (11) Genauigkeit" ist der Grad der Übereinstimmung zwischen dem Ergebnis einer Messung und dem wahren Wert der betreffenden Größe oder einem Referenzwert, der empirisch unter Verwendung von international anerkannten und rückführbaren Kalibriermaterialien und Standardverfahren bestimmt wird, wobei sowohl zufällige als auch systematische Faktoren berücksichtigt werden;
- (12) Kalibrierung" ist die Gesamtheit der Vorgänge, durch die unter bestimmten Bedingungen die Beziehungen zwischen den von einem Messgerät oder einer Messeinrichtung angezeigten Werten oder den durch eine Maßverkörperung oder ein Referenzmaterial dargestellten Werten und den entsprechenden Werten einer durch ein Bezugsnorm realisierten Größe hergestellt werden;
- (13) konservativ" bedeutet, dass eine Reihe von Annahmen festgelegt wird, um sicherzustellen, dass die gemeldeten Emissionen nicht unter- oder die Produktion von Wärme, Strom oder Gütern nicht überschätzt wird;
- (14) Biomasse": der biologisch abbaubare Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Rückständen biologischen Ursprungs aus der Landwirtschaft, einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe, aus der Forstwirtschaft und damit verbundenen Industriezweigen, einschließlich Fischerei und Aquakultur, sowie der biologisch abbaubare Teil von Abfällen, einschließlich Industrie- und Siedlungsabfällen biologischen Ursprungs;
- (15) Abfall" ist jeder Stoff oder Gegenstand, dessen sich der Besitzer entledigt oder entledigen will oder muss, mit Ausnahme von Stoffen, die absichtlich verändert oder verunreinigt wurden, um dieser Definition zu entsprechen;
- (16) Rückstand" ist ein Stoff, der nicht das/die Endprodukt(e) ist/sind, das/die durch einen Produktionsprozess direkt erzeugt werden soll(en); er ist kein primäres Ziel des Produktionsprozesses und der Prozess wurde nicht absichtlich geändert, um ihn zu erzeugen;
- (17) Rückstände aus der Landwirtschaft, der Aquakultur, der Fischerei und der Forstwirtschaft": Rückstände, die direkt in der Landwirtschaft, der Aquakultur, der Fischerei und der Forstwirtschaft anfallen und keine Rückstände aus verwandten Industriezweigen oder der Verarbeitung umfassen;
- (18) gesetzliche messtechnische Kontrolle": die Kontrolle der für den Anwendungsbereich eines Messgeräts vorgesehenen Messaufgaben durch eine Behörde oder Regulierungsstelle aus Gründen des öffentlichen Interesses, der öffentlichen Gesundheit, der öffentlichen Sicherheit, der öffentlichen Ordnung, des Umweltschutzes, der Erhebung von Steuern und Abgaben, des Verbraucherschutzes und des lauterer Handels;
- (19) Datenflusstätigkeiten": Tätigkeiten im Zusammenhang mit der Erfassung, Verarbeitung und Handhabung von Daten, die für die Erstellung eines Emissionsberichts aus Primärdaten erforderlich sind;
- (20) Messsystem": ein vollständiger Satz von Messinstrumenten und anderen Ausrüstungen wie Probenahme- und Datenverarbeitungsgeräten, die zur Bestimmung von Variablen wie Aktivitätsdaten, Kohlenstoffgehalt, Heizwert oder Emissionsfaktor von Treibhausgasemissionen verwendet werden;
- (21) Heizwert" (NCV) ist die spezifische Energiemenge, die bei der vollständigen

Verbrennung eines Brennstoffs oder Materials mit Sauerstoff unter Standardbedingungen als Wärme freigesetzt wird, abzüglich der Verdampfungswärme des entstehenden Wassers;

- (22) Prozessemissionen": Treibhausgasemissionen mit Ausnahme von Emissionen aus der Verbrennung, die durch beabsichtigte oder unbeabsichtigte Reaktionen zwischen Stoffen oder

ihre Umwandlung für einen anderen Hauptzweck als die Erzeugung von Wärme, einschließlich der folgenden Prozesse:

- (a) die chemische, elektrolytische oder pyrometallurgische Reduktion von Metallverbindungen in Erzen, Konzentraten und Sekundärmaterialien;
 - (b) die Entfernung von Verunreinigungen aus Metallen und Metallverbindungen;
 - (c) die Zersetzung von Karbonaten, einschließlich solcher, die zur Rauchgasreinigung verwendet werden;
 - (d) chemische Synthesen von Produkten und Zwischenprodukten, bei denen das kohlenstoffhaltige Material an der Reaktion beteiligt ist;
 - (e) die Verwendung von kohlenstoffhaltigen Zusatzstoffen oder Rohmaterialien;
 - (f) die chemische oder elektrolytische Reduktion von Metalloxyden oder Nichtmetalloxyden wie Siliziumoxyden und Phosphaten.
- (23) Charge": eine Brennstoff- oder Materialmenge, die in repräsentativer Weise beprobt und charakterisiert und als eine Lieferung oder kontinuierlich über einen bestimmten Zeitraum hinweg weitergeleitet wird;
- (24) Gemischter Brennstoff": ein Brennstoff, der sowohl Biomasse als auch fossilen Kohlenstoff enthält;
- (25) Gemischtes Material" ist ein Material, das sowohl Biomasse als auch fossilen Kohlenstoff enthält;
- (26) vorläufiger Emissionsfaktor": der angenommene Gesamtemissionsfaktor eines Brennstoffs oder Materials auf der Grundlage des Kohlenstoffgehalts seines Biomasseanteils und seines fossilen Anteils, bevor er mit dem fossilen Anteil multipliziert wird, um den Emissionsfaktor zu ermitteln;
- (27) Fossiler Anteil": das Verhältnis von fossilem und anorganischem Kohlenstoff zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs oder Materials, ausgedrückt als Bruchteil;
- (28) Biomasseanteil": das Verhältnis des aus Biomasse stammenden Kohlenstoffs zum gesamten Kohlenstoffgehalt eines Brennstoffs oder Materials, ausgedrückt als Bruchteil;
- (29) kontinuierliche Emissionsmessung": eine Reihe von Vorgängen, die darauf abzielen, den Wert einer Größe durch periodische Messungen zu bestimmen, wobei entweder Messungen im Schornstein oder extraktive Verfahren mit einem in der Nähe des Schornsteins befindlichen Messgerät angewandt werden, wobei Messverfahren, die auf der Entnahme einzelner Proben aus dem Schornstein beruhen, ausgeschlossen sind;
- (30) Inhärentes CO₂" bedeutet CO₂, das Teil eines Quellstroms ist;
- (31) Fossiler Kohlenstoff" bedeutet anorganischer und organischer Kohlenstoff, der keine Biomasse ist;
- (32) Messstelle": die Emissionsquelle, für die kontinuierliche Emissionsmesssysteme (CEMS) zur Emissionsmessung eingesetzt werden, oder der Querschnitt eines

Rohrleitungssystem, für den der CO₂-Durchfluss mit Hilfe kontinuierlicher Messsysteme ermittelt wird;

- (33) flüchtige Emissionen": unregelmäßige oder unbeabsichtigte Emissionen aus Quellen, die nicht lokalisiert oder zu vielfältig oder zu klein sind, um einzeln überwacht zu werden;

- (34) Standardbedingungen" bedeutet eine Temperatur von 273,15 K und Druckbedingungen von 101 325 Pa, die Normalkubikmeter (Nm³) definieren;
- (35) Ersatzdaten" sind empirisch belegte oder aus anerkannten Quellen abgeleitete Jahreswerte, die ein Anlagenbetreiber als Ersatz für einen Datensatz verwendet, um eine vollständige Berichterstattung zu gewährleisten, wenn es nicht möglich ist, alle erforderlichen Daten oder Faktoren im Rahmen der geltenden Überwachungsmethodik zu ermitteln;
- (36) messbare Wärme" ist ein Nettowärmestrom, der durch identifizierbare Rohrleitungen oder Kanäle unter Verwendung eines Wärmeträgermediums, wie insbesondere Dampf, Heißluft, Wasser, Öl, flüssige Metalle und Salze, transportiert wird und für den ein Wärmezähler installiert ist oder installiert werden könnte;
- (37) Wärmezähler" ist ein Wärmemengenzähler oder ein anderes Gerät zur Messung und Aufzeichnung der erzeugten Wärmemenge auf der Grundlage von Durchflussmengen und Temperaturen;
- (38) Nicht messbare Wärme" bedeutet alle Wärme, die nicht messbar ist;
- (39) Abgas" ist ein Gas, das unter Standardbedingungen unvollständig oxidierten Kohlenstoff in gasförmigem Zustand enthält und das Ergebnis eines der unter Nummer 22 aufgeführten Verfahren ist;
- (40) Produktionsprozess": die chemischen oder physikalischen Prozesse, die in Teilen einer Anlage durchgeführt werden, um Waren einer in Abschnitt 2 Tabelle 1 dieses Anhangs definierten aggregierten Warenkategorie zu produzieren, sowie die festgelegten Systemgrenzen für Inputs, Outputs und entsprechende Emissionen;
- (41) Produktionsweg" ist eine spezifische Technologie, die in einem Produktionsprozess zur Herstellung von Waren einer aggregierten Warenkategorie eingesetzt wird;
- (42) Datensatz" bezeichnet eine Art von Daten, entweder auf der Ebene der Anlage oder auf der Ebene des Produktionsprozesses, je nachdem, was unter den gegebenen Umständen relevant ist, und zwar eine der folgenden Arten von Daten
- (a) die Menge der in einem Produktionsprozess verbrauchten oder erzeugten Brennstoffe oder Materialien, die für die auf Berechnungen beruhende Methodik relevant ist, ausgedrückt in Terajoule, Masse in Tonnen bzw. für Gase als Volumen in Normkubikmetern, auch für Abgase;
 - (b) ein Berechnungsfaktor;
 - (c) Netto-Wärmemenge, die messbar ist, und insbesondere die für die Bestimmung dieser Menge erforderlichen Parameter:
 - Massenstrom des Wärmeträgermediums, und
 - Enthalpie des übertragenen und zurückgegebenen Wärmeträgers, spezifiziert durch Zusammensetzung, Temperatur, Druck und Sättigung;
 - (d) nicht messbare Wärmemengen, die durch die entsprechenden Mengen der für die Wärmeerzeugung verwendeten Brennstoffe und den unteren Heizwert des Brennstoffmixes spezifiziert werden;

- (e) Mengen an Strom;
- (f) die zwischen den Anlagen übertragenen CO₂-Mengen;

- (g) Mengen an Ausgangsstoffen, die von außerhalb der Anlage bezogen werden, und deren relevante Parameter, wie Herkunftsland, verwendeter Produktionsweg, spezifische direkte und indirekte Emissionen, fälliger Kohlenstoffpreis;
- (h) Parameter, die für einen fälligen Kohlenstoffpreis relevant sind;
- (43) Mindestanforderungen": Überwachungsmethoden, bei denen der geringstmögliche Aufwand für die Datenermittlung betrieben wird, um für die Zwecke der Verordnung (EU) 2023/956 akzeptable Emissionsdaten zu erhalten;
- (44) empfohlene Verbesserungen" sind Überwachungsmethoden, die nachweislich dazu beitragen, dass die Daten genauer oder weniger fehleranfällig sind als bei der bloßen Anwendung von Mindestanforderungen, und die auf freiwilliger Basis gewählt werden können;
- (45) Falschangabe" ist eine Auslassung, falsche Darstellung oder ein Fehler in den vom Betreiber gemeldeten Daten, ohne Berücksichtigung der für Messungen und Laboranalysen zulässigen Unsicherheit;
- (46) wesentliche Falschangabe": eine Falschangabe, die nach Ansicht der Prüfstelle einzeln oder zusammen mit anderen Falschangaben die Wesentlichkeitsschwelle überschreitet oder die Behandlung des Berichts des Betreibers durch die zuständige Behörde beeinflussen könnte;
- (47) hinreichende Sicherheit" bedeutet ein hohes, aber nicht absolutes Maß an Sicherheit, das im Prüfungsurteil positiv ausgedrückt wird, ob der zu prüfende Bericht des Betreibers frei von wesentlichen Falschaussagen ist;
- (48) förderfähiges Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem" die Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsysteme, wenn die Anlage für die Zwecke eines Kohlenstoffpreissystems oder eines obligatorischen Emissionsüberwachungssystems oder eines Emissionsüberwachungssystems in der Anlage errichtet wurde, das die Prüfung durch eine akkreditierte Prüfstelle gemäß Artikel 4 Absatz 2 dieser Verordnung einschließen kann.

2. ZUORDNUNG VON CN-CODES ZU AGGREGIERTEN WARENGRUPPEN

In Tabelle 1 dieses Anhangs werden für jeden in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten KN-Code aggregierte Warenkategorien definiert. Diese Kategorien werden verwendet, um die Systemgrenzen von Produktionsprozessen für die Bestimmung der eingebetteten Emissionen zu definieren, die den in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten Waren entsprechen.

Tabelle 1: Zuordnung von KN-Codes zu aggregierten Warenkategorien

KN-Code	Aggregierte Warengruppe	Treibhausgas
Zement		
2507 00 80 - andere kaolinhaltige Tone	Kalziniertes Ton	Kohlendioxid
2523 10 00 - Zementklinker	Zementklinker	Kohlendioxid

2523 21 00 - weißer Portlandzement, auch künstlich gefärbt	Zement	Kohlendioxid
2523 29 00 - anderer Portlandzement		

KN-Code	Aggregierte Warengruppe	Treibhausgas
2523 90 00 - andere hydraulische Zemente		
2523 30 00 - Tonerdezement	Tonerdezement	Kohlendioxid
Elektrizität		
2716 00 00 - Elektrische Energie	Elektrizität	Kohlendioxid
Düngemittel		
2808 00 00 - Salpetersäure; Sulfonitersäuren	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 - Nitrate des Kaliums	Gemischte Düngemittel	Kohlendioxid und Distickstoffoxid
3102 - Mineralische oder chemische Düngemittel, stickstoffhaltig, außer 3102 10 (Harnstoff)		
3105 - Mineralische oder chemische Düngemittel, die zwei oder drei der düngenden Elemente Stickstoff, Phosphor und Kalium enthalten; andere Düngemittel		
- Außer: 3105 60 00 - Mineralische oder chemische Düngemittel, die die beiden düngenden Elemente Phosphor und Kalium enthalten		
Eisen und Stahl		
2601 12 00 - Agglomerierte Eisenerze und ihre Konzentrate, ausgenommen geröstete Eisenkieserze	Gesintertes Erz	Kohlendioxid
7201 - Roheisen und Spiegeleisen in Masseln, Blöcken oder anderen Primärformen	Roheisen	Kohlendioxid
Einige Erzeugnisse unter 7205 (Körner und Pulver von Roheisen, Spiegeleisen, Eisen oder Stahl) können hier erfasst werden		
7202 1 - Ferromangan	FeMn	Kohlendioxid
7202 4 - Ferrochrom	FeCr	Kohlendioxid
7202 6 - Ferronickel	FeNi	Kohlendioxid
7203 - durch Direktreduktion von Eisenerz gewonnene Eisenerzeugnisse und andere schwammartige Eisenerzeugnisse	DRI	Kohlendioxid
7206 - Eisen und nicht legierter Stahl in Rohblöcken (Ingots) oder anderen Rohformen (ausgenommen Eisen der Position 7203)	Rohstahl	Kohlendioxid
7207 - Halbzeug aus Eisen oder nicht legiertem Stahl		
7218 - Nichtrostender Stahl in Rohblöcken oder anderen Rohformen; Halbzeug aus nichtrostendem Stahl		

KN-Code	Aggregierte Warengruppe	Treibhausgas
7224 - anderer legierter Stahl in Rohblöcken (Ingots) oder anderen Rohformen; Halbzeug Fertigerzeugnisse aus anderem legiertem Stahl		
7205 - Körner und Pulver, aus Roheisen, Spiegeleisen, Eisen oder Stahl (wenn nicht unter der Kategorie Roheisen erfasst)	Eisen- und Stahlerzeugnisse	Kohlendioxid
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 - Stabstahl, warmgewalzt, in unregelmäßig gewickelten Ringen, aus Eisen oder nicht legiertem Stahl		
7214 - anderer Stabstahl aus Eisen oder nicht legiertem Stahl, nur geschmiedet, warmgewalzt, warmgezogen oder warmstranggepresst, jedoch einschließlich der nach dem Walzen verdrehten Teile		
7215 - anderer Stabstahl aus Eisen oder nicht legiertem Stahl		
7216 - Winkel und Profile aus Eisen oder nicht legiertem Stahl		
7217 - Draht aus Eisen oder nicht legiertem Stahl		
7219 - Flachgewalzte Erzeugnisse aus nichtrostendem Stahl, mit einer Breite von 600 mm oder mehr		
7220 - Flachgewalzte Erzeugnisse aus nichtrostendem Stahl, mit einer Breite von weniger als 600 mm		
7221 - Stabstahl, warmgewalzt, in unregelmäßig gewickelten Ringen, aus nichtrostendem Stahl		
7222 - anderer Stabstahl aus nichtrostendem Stahl; Profile aus nichtrostendem Stahl		
7223 - Draht aus nichtrostendem Stahl		
7225 - Flachgewalzte Erzeugnisse aus anderem legiertem Stahl, mit einer Breite von 600 mm oder mehr		
7226 - Flachgewalzte Erzeugnisse aus anderem legiertem Stahl, mit einer Breite von weniger als 600 mm		
7227 - Stabstahl, warmgewalzt, in unregelmäßig gewickelten Ringen, aus anderem legiertem Stahl		
7228 - Anderer Stabstahl aus anderem legiertem Stahl; Profile aus anderem legiertem Stahl; Hohlbohrerstäbe aus legiertem		

oder nicht legiertem Stahl

7229 - Draht aus anderem legierten Stahl

7301 - Spundwände aus Eisen oder Stahl, auch gebohrt, gestanzt
oder aus zusammengesetzten Teilen hergestellt; geschweißte
Profile aus Eisen oder Stahl

KN-Code	Aggregierte Warengruppe	Treibhausgas
7302 - Oberbaumaterial für Bahnen, aus Eisen oder Stahl, wie Schienen, Radlenker und Zahnstangen, Weichenzungen, Herzstücke, Weichenstangen und anderes Material für Kreuzungen, Schwellen, Laschen, Stühle, Stuhlkeile, Unterlagsplatten, Schienenklammern, Unterlagsplatten, Schwellen und anderes Material zum Verbinden oder Befestigen von Schienen		
7303 - Rohre und Hohlprofile, aus Gusseisen		
7304 - Rohre und Hohlprofile, nahtlos, aus Eisen (ausgenommen Gusseisen) oder Stahl		
7305 - andere Rohre (z. B. geschweißt, genietet oder in ähnlicher Weise verschlossen) mit kreisförmigem Querschnitt, mit einem Außendurchmesser von mehr als 406,4 mm, aus Eisen oder Stahl		
7306 - andere Rohre und Hohlprofile (z. B. mit offener Naht oder geschweißt, genietet oder auf ähnliche Weise geschlossen), aus Eisen oder Stahl		
7307 - Rohrformstücke, Rohrverschlussstücke und Rohrverbindungsstücke (z. B. Kupplungen, Kniestücke, Muffen), aus Eisen oder Stahl		
7308 - Konstruktionen (ausgenommen vorgefertigte Gebäude der Position 9406) und Konstruktionsteile (z. B. Brücken und Brückenteile, Schleusentore, Türme, Gittermaste, Dächer, Dachstühle, Tore, Türen, Fenster und deren Rahmen und Verkleidungen, Tor- und Türschweller, Fensterläden, Geländer, Pfeiler und Säulen), aus Eisen oder Stahl; zu Konstruktionszwecken vorgearbeitete Bleche, Stäbe, Profile, Rohre und dergleichen, aus Eisen oder Stahl		
7309 - Sammelbehälter, Fässer, Bottiche und ähnliche Behälter für Stoffe aller Art (ausgenommen verdichtete oder verflüssigte Gase), aus Eisen oder Stahl, mit einem Fassungsvermögen von mehr als 300 l, auch mit Innenauskleidung oder Wärmedämmung, jedoch ohne mechanische oder wärmetechnische Einrichtungen		
7310 - Tanks, 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, auch mit Innenauskleidung oder Wärmeschutzverkleidung, jedoch ohne mechanische oder wärmetechnische Einrichtungen		
7311 - Behälter für verdichtete oder verflüssigte Gase, aus Eisen oder Stahl		
7318 - Schrauben, Bolzen, Muttern, Wagenschrauben, Schraubhaken, Niete, Keile, Splinte, Unterlegscheiben (einschließlich Federringe) und ähnliche Waren, aus Eisen oder Stahl		

Aluminium

7601 - Aluminium in Rohform

**Ungeknnetetes
Aluminium**

Kohlendioxid
und
perfluorierte
Kohlenstoffe

KN-Code

**Aggregierte
Warengruppe**

Treibhausgas

7603 - Aluminiumpulver und -flitter 7604 - Stangen, Stäbe und Profile aus Aluminium	Aluminiumerzeugnisse	Kohlendioxid und perfluorierte Kohlenstoffe
7605 - Aluminiumdraht		
7606 - Platten, Bleche und Bänder aus Aluminium, mit einer Dicke von mehr als 0,2 mm		
7607 - Folien aus Aluminium (auch bedruckt oder mit Papier, Pappe, Kunststoff oder ähnlichen Unterlagen versehen), mit einer Dicke (ohne Unterlage) von 0,2 mm oder weniger		
7608 - Rohre und Schläuche aus Aluminium		
7609 00 00 - Rohrformstücke, Rohrverschlussstücke und Rohrverbindungsstücke aus Aluminium (z. B. Kupplungen, Winkelstücke, Muffen)		
7610 - Konstruktionen aus Aluminium (ausgenommen vorgefertigte Gebäude der Position 9406) und Teile von Konstruktionen (z. B. Brücken und Brückenteile, Türme, Gittermasten, Dächer, Dachstühle, Türen, Fenster und deren Rahmen, Türschwellen, Geländer, Pfeiler und Säulen); zu Konstruktionszwecken vorgearbeitete Bleche, Stäbe, Profile, Rohre und dergleichen aus Aluminium		
7611 00 00 - Sammelbehälter, Tanks, Bottiche und ähnliche Behälter, aus Aluminium, für Stoffe aller Art (ausgenommen verdichtete oder verflüssigte Gase), mit einem Fassungsvermögen von mehr als 300 l, auch mit Innenauskleidung oder Wärmeschutzverkleidung, jedoch ohne mechanische oder wärmetechnische Einrichtungen		
7612 - Fässer, Trommeln, Kannen, Dosen und ähnliche Behälter aus Aluminium (einschließlich fester oder zusammenlegbarer röhrenförmiger Behälter), für Stoffe aller Art (ausgenommen verdichtete oder verflüssigte Gase), mit einem Fassungsvermögen von 300 l oder weniger, auch mit Innenauskleidung oder Wärmeschutzverkleidung, jedoch ohne mechanische oder wärmetechnische Einrichtungen		
7613 00 00 - Behälter aus Aluminium für verdichtete oder verflüssigte Gase		
7614 - Litzen, Kabel, Geflechte und dergleichen, aus Aluminium, nicht elektrisch isoliert		
7616 - Andere Waren aus Aluminium		

Chemikalien

2804 10 000 - Wasserstoff	Wasserstoff	Kohlendioxid
---------------------------	--------------------	--------------

3. PRODUKTIONSWEGE, SYSTEMGRENZEN UND RELEVANTE VORLÄUFERSTOFFE

3.1 Sektorenübergreifende Regeln

Für die Bestimmung des Aktivitätsniveaus (produzierte Menge) der Waren, das als Nenner in den Gleichungen 50 und 51 (Anhang III Abschnitt F.1) verwendet wird, gelten die Überwachungsregeln in Anhang III Abschnitt F.2.

Werden in ein und derselben Anlage mehrere Produktionswege für die Herstellung von Waren des gleichen KN-Codes genutzt und sind diesen Produktionswegen getrennte Produktionsprozesse zugeordnet, so sind die eingebetteten Emissionen dieser Waren für jeden Produktionsweg getrennt zu berechnen.

Bei der Überwachung der direkten Emissionen werden alle mit dem Produktionsprozess verbundenen Emissionsquellen und Stoffströme überwacht, wobei die spezifischen Anforderungen der Abschnitte 3.2 bis 3.19 dieses Anhangs, soweit zutreffend, und die Vorschriften des Anhangs III zu berücksichtigen sind.

Wird die CO₂-Abscheidung verwendet, so gelten die Bestimmungen von Anhang III Abschnitt B.8.2.

Zur Überwachung der indirekten Emissionen wird der gesamte Stromverbrauch jedes Produktionsprozesses innerhalb der gemäß den Abschnitten 3.2 bis 3.19 dieses Anhangs und gegebenenfalls gemäß Anhang III Abschnitt A.4 festgelegten Systemgrenzen bestimmt. Der entsprechende Emissionsfaktor für Strom wird gemäß Anhang III Abschnitt D.2 bestimmt.

Wenn relevante Vorprodukte angegeben sind, beziehen sie sich auf die entsprechenden aggregierten Güterkategorien.

3.2 Kalzinierter Ton

3.2.1. Besondere Bestimmungen

Tonerden des KN-Codes 2507 00 80, die nicht gebrannt werden, werden eingebettete Emissionen von Null zugewiesen. Sie sind in den CBAM-Bericht aufzunehmen, wobei jedoch keine zusätzlichen Informationen vom Hersteller des Tons erforderlich sind. Die folgenden Bestimmungen beziehen sich nur auf kalzinierte Tone dieses KN-Codes.

3.2.2. Produktionsweg

Bei kalziniertem Ton umfasst die direkte Emissionsüberwachung folgende Punkte:

- Alle Prozesse, die direkt oder indirekt mit den Produktionsprozessen verbunden sind, wie z. B. die Aufbereitung von Rohstoffen, das Mischen, Trocknen und Kalzinieren sowie die Rauchgasreinigung.
- CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen sowie von Rohstoffen, soweit relevant. Relevante Vorläufersubstanzen: keine.

3.3 Zementklinker

3.3.1 Besondere Bestimmungen

Es wird nicht zwischen grauem und weißem Zementklinker unterschieden.

3.3.2 Produktionsweg

Für Zementklinker umfasst die Überwachung der direkten Emissionen Folgendes:

- Kalzinierung von Kalkstein und anderen Karbonaten in den Rohstoffen, konventionellen fossilen Ofenbrennstoffen, alternativen Ofenbrennstoffen und Rohstoffen auf fossiler Basis, Ofenbrennstoffen aus Biomasse (z. B. Brennstoffe aus Abfällen), Nicht-Kohlenstoff-Brennstoffen, nicht-karbonatischem Kohlenstoffgehalt von Kalkstein und Schiefer oder

alternativen Rohstoffen wie Flugasche, die im Rohmehl des Ofens verwendet wird, und Rohstoffen für die Rauchgasreinigung.

- Es gelten die zusätzlichen Bestimmungen von Anhang III Abschnitt B.9.2.

Relevante Vorläufersubstanzen: keine.

3.4 Zement

3.4.1 Besondere Bestimmungen

Keine.

3.4.2 Produktionsweg

Für Zement umfasst die direkte Emissionsüberwachung folgende Punkte:

- Alle CO₂-Emissionen aus der Brennstoffverbrennung, soweit sie für die

Trocknung von Materialien relevant sind. Relevante Vorläuferstoffe:

- Zementklinker;
- Gebrannter Ton, falls im Prozess verwendet.

3.5 Tonerdezement

3.5.1 Besondere Bestimmungen

Keine.

3.5.2 Produktionsweg

Bei Tonerdeschmelzzement umfasst die Überwachung der direkten Emissionen Folgendes:

- Alle direkt oder indirekt mit dem Prozess verbundenen CO₂-Emissionen aus der Brennstoffverbrennung.
- Prozessemissionen aus Karbonaten in Rohstoffen, falls zutreffend, und

Rauchgasreinigung. Relevante Vorläufersubstanzen: keine.

3.6 Wasserstoff

3.6.1 Besondere Bestimmungen

Nur die Produktion von reinem Wasserstoff oder von Gemischen aus Wasserstoff und Stickstoff, die für die Ammoniakproduktion verwendet werden können, werden berücksichtigt. Ausgenommen ist die Erzeugung von Synthesegas oder von Wasserstoff in Raffinerien oder organisch-chemischen Anlagen, wenn der Wasserstoff ausschließlich in diesen Anlagen und nicht für die Herstellung von in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten Waren verwendet wird.

3.6.2 Produktionswege

3.6.2.1 Dampfreformierung und partielle Oxidation

Für diese Produktionsrouten umfasst die direkte Emissionsüberwachung Folgendes:

- Alle Prozesse, die direkt oder indirekt mit der Wasserstofferzeugung und der Rauchgasreinigung

zusammenhängen.

- Alle Brennstoffe, die bei der Wasserstoffherzeugung verwendet werden, unabhängig von ihrer energetischen oder nicht-energetischen Verwendung, sowie Brennstoffe, die für andere Verbrennungsprozesse verwendet werden, einschließlich der Erzeugung von Heißwasser oder Dampf.

Relevante Vorläufersubstanzen: keine.

3.6.2.2 Elektrolyse von Wasser

Für diesen Produktionsweg umfasst die direkte Emissionsüberwachung gegebenenfalls Folgendes:

- Alle Emissionen aus der Verwendung von Brennstoffen, die direkt oder indirekt mit dem Wasserstoffherstellungsprozess und der Rauchgasreinigung verbunden sind.

Indirekte Emissionen: Wurde für den erzeugten Wasserstoff die Übereinstimmung mit der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission ⁽¹⁾ bescheinigt, kann für den Strom ein Emissionsfaktor von Null verwendet werden. In allen anderen Fällen gelten die Vorschriften für indirekte eingebettete Emissionen (Anhang III Abschnitt D).

Relevante Vorläufersubstanzen: keine.

Zurechnung von Emissionen zu Produkten: Wird der mitproduzierte Sauerstoff abgeleitet, so sind alle Emissionen aus dem Produktionsprozess dem Wasserstoff zuzuordnen. Wird der als Nebenprodukt anfallende Sauerstoff in anderen Produktionsprozessen in der Anlage verwendet oder verkauft und sind die direkten oder indirekten Emissionen nicht gleich Null, so werden die Emissionen des Produktionsprozesses auf der Grundlage der molaren Anteile unter Verwendung der folgenden Gleichung dem Wasserstoff zugerechnet:

$$Em_{H_2} = Em_{total} \left(1 - \frac{\frac{m_{O_2,sold}}{M_{O_2}}}{\frac{m_{H_2,prod} + m_{O_2,prod}}{M_{H_2} + M_{O_2}}} \right) \quad (\text{Gleichung 1})$$

Wo:

Em_{H_2} sind entweder die direkten oder die indirekten Emissionen, die dem während des Berichtszeitraums produzierten Wasserstoff zugeschrieben werden, ausgedrückt in Tonnen CO_2 ;

Em_{total} sind entweder die direkten oder die indirekten Emissionen des gesamten Produktionsprozesses während des Berichtszeitraums, ausgedrückt in Tonnen CO_2 ;

$m_{O_2,sold}$ ist die Masse des in der Anlage während des Berichtszeitraums verkauften oder verwendeten Sauerstoffs, ausgedrückt in Tonnen;

$m_{O_2,prod}$ ist die Masse des während des Berichtszeitraums erzeugten Sauerstoffs, ausgedrückt in Tonnen;

$m_{H_2,prod}$ ist die Masse des während des Berichtszeitraums erzeugten Wasserstoffs, ausgedrückt in Tonnen;

M_{O_2} ist die molare Masse von O_2 (31,998 kg/kmol), und

M_{H_2} ist die molare Masse von H_2 (2,016 kg/kmol).

⁽¹⁾ Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10.2.2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU)

2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Regeln für die Herstellung erneuerbarer flüssiger und gasförmiger Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs (ABl. L 157 vom 20.6.2023, S. 11).

3.6.2.3 Chlor-Alkali-Elektrolyse und Herstellung von Chloraten

Für diese Produktionsrouten umfasst die direkte Emissionsüberwachung gegebenenfalls Folgendes:

- Alle Emissionen aus der Verwendung von Brennstoffen, die direkt oder indirekt mit dem Wasserstoffherstellungsprozess und der Rauchgasreinigung verbunden sind.

Indirekte Emissionen: Wurde für den erzeugten Wasserstoff die Übereinstimmung mit der Delegierten Verordnung (EU) Nr. 2023/1184 der Kommission (1) bescheinigt, kann für den Strom ein Emissionsfaktor von Null verwendet werden. In allen anderen Fällen gelten die Vorschriften für indirekte eingebettete Emissionen (Anhang III Abschnitt D).

Relevante Vorläufersubstanzen: keine.

Zurechnung der Emissionen zu den Produkten: Da Wasserstoff in diesem Produktionsprozess als Nebenprodukt betrachtet wird, ist nur ein molarer Anteil des Gesamtprozesses dem Anteil des Wasserstoffs zuzurechnen, der innerhalb der Anlage verkauft oder als Vorprodukt verwendet wird. Sofern die direkten oder indirekten Emissionen nicht gleich Null sind, werden die Emissionen des Produktionsprozesses anhand der folgenden Gleichungen dem verwendeten oder verkauften Wasserstoff zugerechnet:

Chlor-Alkali-Elektrolyse:

$$Em_{H_2,sold} = \bar{E}n_{total} \left(\frac{\frac{m_{H_2,sold}}{M_{H_2}}}{\frac{m_{H_2,prod} + m_{Cl_2,prod}}{M_{H_2}} + \frac{m_{NaOH,prod}}{M_{NaOH}}} \right) \quad (\text{Gleichung 2})$$

Herstellung von Natriumchlorat:

$$Em_{H_2,sold} = \bar{E}n_{total} \left(\frac{\frac{m_{H_2,sold}}{M_{H_2}}}{\frac{m_{H_2,prod} + m_{NaClO_3,prod}}{M_{NaClO_3}}} \right) \quad (\text{Gleichung 3})$$

Wo:

H_2Em_{sold} sind entweder die direkten oder indirekten Emissionen, die dem im Berichtszeitraum verkauften oder als Vorprodukt verwendeten Wasserstoff zugeschrieben werden, ausgedrückt in Tonnen CO_2 ;

Em_{total} sind entweder die direkten oder die indirekten Emissionen des Produktionsprozesses während des Berichtszeitraums, ausgedrückt in Tonnen CO_2 ;

$H_{m,2,sold}$ ist die Masse des während des Berichtszeitraums verkauften oder als Vorprodukt verwendeten Wasserstoffs, ausgedrückt in Tonnen;

$H_{m,2,prod}$ ist die Masse des während des Berichtszeitraums erzeugten Wasserstoffs, ausgedrückt in Tonnen;

$Cl_{m,2,prod}$ ist die Masse des während des Berichtszeitraums produzierten Chlors, ausgedrückt in Tonnen;

$m_{NaOH,prod}$ ist die Masse der im Berichtszeitraum hergestellten Natriumhydroxid (Ätznatron), ausgedrückt in Tonnen, berechnet als 100% NaOH;

$m_{NaClO_3,prod}$ ist die Masse des im Berichtszeitraum hergestellten Natriumchlorats, ausgedrückt in Tonnen, berechnet als 100% $NaClO_3$;

$H_2 M$ ist die molare Masse von H_2 (2,016 kg/kmol);

c_l 2 Mist die molare Masse von Cl_2 (70,902 kg/kmol);

M_{NaOH} ist die molare Masse von NaOH (39,997 kg/kmol), und

M_{NaClO_3} ist die molare Masse von $NaClO_3$ (106,438 kg/kmol).

3.7 Ammoniak

3.7.1 Besondere Bestimmungen

Sowohl wasserhaltiges als auch wasserfreies Ammoniak sind gemeinsam als 100 % Ammoniak anzugeben.

Wird CO_2 aus der Ammoniakproduktion als Ausgangsstoff für die Herstellung von Harnstoff oder anderen Chemikalien verwendet, so gilt Anhang III Abschnitt B.8.2 Buchstabe b. Ist ein Abzug von CO_2 gemäß diesem Abschnitt zulässig und würde er zu negativen spezifischen eingebetteten direkten Ammoniakemissionen führen, so sind die spezifischen eingebetteten direkten Ammoniakemissionen gleich Null.

3.7.2 Produktionswege

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

Für diesen Produktionsweg muss die direkte Emissionsüberwachung Folgendes umfassen:

- Alle Brennstoffe, die direkt oder indirekt mit der Ammoniakproduktion verbunden sind, sowie Materialien, die für die Rauchgasreinigung verwendet werden.
- Alle Brennstoffe sind zu überwachen, unabhängig davon, ob sie als energetischer oder nicht-energetischer Input verwendet werden.
- Bei Verwendung von Biogas sind die Bestimmungen von Anhang III Abschnitt B.3.3 anzuwenden.
- Wird dem Prozess Wasserstoff aus anderen Produktionswegen zugefügt, so ist er als Vorprodukt mit eigenen Emissionen zu behandeln.

Relevante Ausgangsstoffe: Separat hergestellter Wasserstoff, sofern er für den Prozess verwendet wird.

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

Dieser Weg gilt, wenn Wasserstoff durch Vergasung von Kohle, schweren Raffineriebrennstoffen oder anderen fossilen Rohstoffen erzeugt wird. Zu den Einsatzstoffen kann auch Biomasse gehören, für die die Bestimmungen von Anhang III Abschnitt B.3.3 zu berücksichtigen sind.

Für diesen Produktionsweg muss die direkte Emissionsüberwachung Folgendes umfassen:

- Alle Brennstoffe, die direkt oder indirekt mit der Ammoniakproduktion verbunden sind, sowie Materialien, die für die Rauchgasreinigung verwendet werden.
- Jeder Brennstoffeinsatz ist als ein Brennstoffstrom zu überwachen, unabhängig davon, ob er als energetischer oder nicht-energetischer Einsatz verwendet wird.
- Wird dem Prozess Wasserstoff aus anderen Produktionswegen zugefügt, so ist er als Vorprodukt mit eigenen Emissionen zu behandeln.

Relevante Ausgangsstoffe: Separat hergestellter Wasserstoff, sofern er für den Prozess verwendet wird.

3.8 Salpetersäure

3.8.1 Besondere Bestimmungen

Die produzierten Salpetersäuremengen sind zu überwachen und als 100%ige Salpetersäure anzugeben.

3.8.2 Produktionsweg

Bei Salpetersäure umfasst die Überwachung der direkten Emissionen folgende Punkte:

- CO₂ aus allen Brennstoffen, die direkt oder indirekt mit der Salpetersäureproduktion in Verbindung stehen, sowie aus Materialien, die für die Rauchgasreinigung verwendet werden;
- N₂O-Emissionen aus allen Quellen, die N₂O aus dem Produktionsprozess emittieren, einschließlich ungeminderter und geminderter Emissionen. Alle N₂O-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen sind von der Überwachung ausgenommen.

Relevante Vorläuferstoffe: Ammoniak (als 100%iges Ammoniak).

3.9 Harnstoff

3.9.1 Besondere Bestimmungen

Wenn das bei der Herstellung von Harnstoff verwendete CO₂ aus der Ammoniakproduktion stammt, wird es als Subtraktion bei den eingebetteten Emissionen von Ammoniak als Vorprodukt von Harnstoff berücksichtigt, wenn die Bestimmungen von Abschnitt

3.7 dieses Anhangs erlauben einen solchen Abzug. Wird jedoch Ammoniak, das ohne direkte fossile CO₂-Emissionen erzeugt wurde, als Vorprodukt verwendet, kann das verwendete CO₂ von den direkten Emissionen der Anlage, die das CO₂ erzeugt, abgezogen werden, sofern in dem gemäß Artikel 12 Absatz 3b der Richtlinie 2003/87/EG⁽²⁾ erlassenen delegierten Rechtsakt die Harnstoffherstellung als ein Fall definiert wird, in dem CO₂ dauerhaft chemisch gebunden wird, so dass es bei normaler Verwendung, einschließlich normaler Tätigkeiten, die nach dem Ende der Lebensdauer des Produkts stattfinden, nicht in die Atmosphäre gelangt. Würde ein solcher Abzug zu negativen spezifischen direkten eingebetteten Emissionen von Harnstoff führen, so sind die spezifischen direkten eingebetteten Emissionen von Harnstoff gleich Null.

3.9.2 Produktionsweg

Für Harnstoff umfasst die direkte Emissionsüberwachung folgende Punkte:

- CO₂ aus allen Brennstoffen, die direkt oder indirekt mit der Harnstoffproduktion verbunden sind, sowie aus den für die Rauchgasreinigung verwendeten Materialien.
- Wird CO₂ von einer anderen Anlage als Prozess-Input aufgenommen, so gilt das aufgenommene und nicht in Harnstoff gebundene CO₂ als Emission, sofern es nicht bereits als Emission der Anlage, in der das CO₂ erzeugt wurde, im Rahmen eines geeigneten Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystems gezählt wird.

Relevante Vorläuferstoffe: Ammoniak (als 100%iges Ammoniak).

3.10 Gemischte Düngemittel

3.10.1 Besondere Bestimmungen

² Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (ABl. L 275 vom 25.10.2003, S. 32).

Dieser Abschnitt gilt für die Herstellung aller Arten von stickstoffhaltigen Düngemitteln, einschließlich Ammoniumnitrat, Kalkammonsalpeter, Ammoniumsulfat, Ammoniumphosphate, Harnstoff-Ammoniumnitrat-Lösungen sowie Stickstoff-Phosphor- (NP), Stickstoff-Kalium- (NK) und Stickstoff-Phosphor-Kalium- (NPK) Düngemitteln. Eingeschlossen sind alle Arten von Vorgängen wie Mischen, Neutralisieren, Granulieren, Prillen, unabhängig davon, ob nur physikalische Mischungen oder chemische Reaktionen stattfinden.

Die im Endprodukt enthaltenen Mengen an verschiedenen Stickstoffverbindungen sind gemäß der Verordnung (EU) 2019/1009 (3) zu erfassen:

- Gehalt an N in Form von Ammonium (NH_4^+);
- Gehalt an N als Nitrat (NO_3^-);
- Gehalt an N als Harnstoff;
- Gehalt an N in anderen (organischen) Formen.

Die direkten und indirekten Emissionen der Produktionsprozesse, die unter diese Kategorie der aggregierten Güter fallen, können für den gesamten Berichtszeitraum bestimmt und allen Mischdüngern anteilig pro Tonne des Endprodukts zugerechnet werden. Für jede Düngemittelsorte werden die eingebetteten Emissionen getrennt berechnet, wobei die jeweilige Masse der verwendeten Ausgangsstoffe berücksichtigt wird und die durchschnittlichen eingebetteten Emissionen während des Berichtszeitraums für jeden der Ausgangsstoffe angewandt werden.

3.10.2 Produktionsweg

Bei Mischdüngern umfasst die Überwachung der direkten Emissionen Folgendes:

- CO_2 aus allen Brennstoffen, die in direktem oder indirektem Zusammenhang mit der Düngemittelproduktion stehen, wie z. B. Brennstoffe, die in Trocknern und zur Erwärmung von Einsatzstoffen verwendet werden, sowie Stoffe, die zur Rauchgasreinigung eingesetzt werden.

Einschlägige Vorläufersubstanzen:

- Ammoniak (als 100 %iges Ammoniak), falls in dem Verfahren verwendet;
- Salpetersäure (als 100 %ige Salpetersäure), falls im Prozess verwendet;
- Harnstoff, falls in dem Verfahren verwendet;
- Mischdünger (insbesondere ammonium- oder nitrathaltige Salze), sofern sie bei dem Verfahren verwendet werden.

3.11 Gesintertes Erz

3.11.1 Besondere Bestimmungen

Diese aggregierte Warenkategorie umfasst alle Arten der Herstellung von Eisenerzpellets (sowohl für den Verkauf von Pellets als auch für die direkte Verwendung in derselben Anlage) und die Herstellung von Sinter. Soweit von der KN abgedeckt

³ Verordnung (EU) 2019/1009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 zur Festlegung von Vorschriften für die Bereitstellung von EU-Düngemitteln 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 vom 25.6.2019, S. 1)

Code 2601 12 00 können auch Eisenerze erfasst werden, die als Vorprodukte für Ferrochrom (FeCr), Ferromangan (FeMn) oder Ferronickel (FeNi) verwendet werden.

3.11.2 Produktionsweg

Bei gesintertem Erz umfasst die direkte Emissionsüberwachung folgende Punkte:

- CO₂ aus Prozessmaterialien wie Kalkstein und anderen Karbonaten oder karbonatischen Erzen;
- CO₂ aus allen Brennstoffen, einschließlich Koks, Abgasen wie Koksofengas, Gichtgas oder Konvertergas, die direkt oder indirekt mit dem Produktionsprozess verbunden sind, sowie Materialien, die zur Rauchgasreinigung verwendet werden.

Relevante Vorläufersubstanzen: keine.

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

3.12.1 Besondere Bestimmungen

Dieses Verfahren gilt nur für die Herstellung der unter den KN-Codes 7202 1, 7202 4 und 7202 6 aufgeführten Legierungen. Andere Eisenwerkstoffe mit erheblichem Legierungsgehalt, wie z. B. Spiegeleisen, fallen nicht darunter. NPI (Nickel-Roheisen) ist eingeschlossen, wenn der Nickelgehalt mehr als 10 % beträgt.

Werden Abgase oder andere Rauchgase ohne Emissionsminderung emittiert, so wird das im Abgas enthaltene CO als molares Äquivalent der CO₂-Emissionen betrachtet.

3.12.2 Produktionsweg

Für FeMn, FeCr und FeNi umfasst die direkte Emissionsüberwachung Folgendes:

- CO₂-Emissionen, die durch den Einsatz von Brennstoffen verursacht werden, unabhängig davon, ob sie für energetische oder nicht-energetische Zwecke verwendet werden;
- CO₂-Emissionen aus Prozessinputs wie Kalkstein und aus der Rauchgasreinigung;
- CO₂-Emissionen aus dem Verbrauch von Elektroden oder Elektrodenpasten;
- Der im Produkt oder in Schlacken oder Abfällen verbleibende Kohlenstoff wird durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Anhang III Abschnitt B.3.2 berücksichtigt.

Relevante Ausgangsstoffe: Gesintertes Erz, falls im Prozess verwendet.

3.13 Roheisen

3.13.1 Besondere Bestimmungen

Diese aggregierte Warenkategorie umfasst nicht legiertes Roheisen aus Hochöfen sowie legierungshaltiges Roheisen (z. B. Spiegeleisen), unabhängig von der physikalischen Form (z. B. Barren, Granulat). NPI (Nickel-Roheisen) wird einbezogen, wenn der Nickelgehalt unter 10 % liegt. In integrierten Stahlwerken ist flüssiges Roheisen ("Roheisen"), das direkt dem Sauerstoffkonverter zugeführt wird, das Produkt, das den Produktionsprozess für Roheisen vom Produktionsprozess für Rohstahl trennt. Wenn die Anlage kein Roheisen an andere Anlagen verkauft oder weiterleitet,

müssen die Emissionen von Roheisen nicht überwacht werden.

Eisenerzeugung getrennt. Ein gemeinsamer Produktionsprozess, der die Rohstahlerzeugung und -vorbehaltlich der Bestimmungen von Anhang III Abschnitt A.4 - die weitere nachgelagerte Produktion umfasst, kann festgelegt werden.

3.13.2 Produktionswege

3.13.2.1 Hochofenroute

Für diesen Produktionsweg muss die direkte Emissionsüberwachung Folgendes umfassen:

- CO₂ aus Brennstoffen und Reduktionsmitteln wie Koks, Koksstaub, Kohle, Heizölen, Kunststoffabfällen, Erdgas, Holzabfällen, Holzkohle sowie aus Abgasen wie Koksofengas, Gichtgas oder Konvertergas.
- Bei der Verwendung von Biomasse sind die Bestimmungen von Anhang III Abschnitt B.3.3 zu berücksichtigen.
- CO₂ aus Prozessmaterialien wie Kalkstein, Magnesit und anderen Karbonaten, karbonatischen Erzen; Materialien für die Rauchgasreinigung.
- Der im Produkt oder in Schlacken oder Abfällen verbleibende Kohlenstoff wird durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Anhang III Abschnitt B.3.2 berücksichtigt.

Einschlägige Vorläufersubstanzen:

- gesintertes Erz;
- Roheisen oder direkt reduziertes Eisen (DRI) aus anderen Anlagen oder Produktionsprozessen, wenn es in dem Prozess verwendet wird;
- FeMn, FeCr, FeNi, falls im Prozess verwendet;
- Wasserstoff, wenn er in diesem Prozess verwendet wird.

3.13.2.2 Schmelzreduktion

Für diesen Produktionsweg muss die direkte Emissionsüberwachung Folgendes umfassen:

- CO₂ aus Brennstoffen und Reduktionsmitteln wie Koks, Koksstaub, Kohle, Heizöle, Kunststoffabfälle, Erdgas, Holzabfälle, Holzkohle, Abgase aus dem Prozess oder Konvertergas, usw.
- Bei der Verwendung von Biomasse sind die Bestimmungen von Anhang III Abschnitt B.3.3 zu berücksichtigen.
- CO₂ aus Prozessmaterialien wie Kalkstein, Magnesit und anderen Karbonaten, karbonatischen Erzen; Materialien für die Rauchgasreinigung.
- Der im Produkt oder in Schlacken oder Abfällen verbleibende Kohlenstoff wird durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Anhang III Abschnitt B.3.2 berücksichtigt.

Einschlägige Vorläufersubstanzen:

- gesintertes Erz;
- Roheisen oder DRI aus anderen Anlagen oder Produktionsprozessen, sofern sie für den Prozess

verwendet werden;

- FeMn, FeCr, FeNi, falls im Prozess verwendet;
- Wasserstoff, wenn er in diesem Prozess verwendet wird.

3.14 DRI (Direktreduziertes Eisen)

3.14.1 Besondere Bestimmungen

Es gibt nur einen definierten Produktionsweg, obwohl bei verschiedenen Technologien unterschiedliche Erzqualitäten verwendet werden können, die eine Pelletierung oder Sinterung erfordern können, sowie unterschiedliche Reduktionsmittel (Erdgas, verschiedene fossile Brennstoffe oder Biomasse, Wasserstoff). Daher können die Vorprodukte gesintertes Erz oder Wasserstoff von Bedeutung sein. Als Produkte kommen Eisenschwamm, heiß brikettiertes Eisen (HBI) oder andere Formen von direkt reduziertem Eisen in Frage, einschließlich DRI, das unmittelbar in Elektrolichtbogenöfen oder andere nachgeschaltete Prozesse eingespeist wird.

Wenn die Anlage DRI nicht an andere Anlagen verkauft oder weiterleitet, müssen die Emissionen aus der DRI-Produktion nicht gesondert überwacht werden. Ein gemeinsamer Produktionsprozess, der die Stahlerzeugung und - vorbehaltlich der Bestimmungen von Anhang III Abschnitt A.4 - die weitere nachgeschaltete Produktion umfasst, kann verwendet werden.

3.14.2 Produktionsweg

Für diesen Produktionsweg muss die direkte Emissionsüberwachung Folgendes umfassen:

- CO₂ aus Brennstoffen und Reduktionsmitteln wie Erdgas, Heizöl, Abgasen aus dem Prozess oder Konvertergas usw.
- Werden Biogas oder andere Formen von Biomasse verwendet, sind die Bestimmungen von Anhang III Abschnitt B.3.3 zu berücksichtigen;
- CO₂ aus Prozessmaterialien wie Kalkstein, Magnesit und anderen Karbonaten, karbonatischen Erzen; Materialien für die Rauchgasreinigung;
- Der im Produkt oder in Schlacken oder Abfällen verbleibende Kohlenstoff wird durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Anhang III Abschnitt B.3.2 berücksichtigt.

Einschlägige Vorläufersubstanzen:

- gesintertes Erz, wenn es im Prozess verwendet wird;
- Wasserstoff, wenn er in dem Prozess verwendet wird;
- Roheisen oder DRI aus anderen Anlagen oder Produktionsprozessen, sofern sie für den Prozess verwendet werden;
- FeMn, FeCr, FeNi, falls im Prozess verwendet.

3.15 Rohstahl

3.15.1 Besondere Bestimmungen

Die Systemgrenzen müssen alle für die Gewinnung von Rohstahl erforderlichen Tätigkeiten und Einheiten umfassen:

- Beginnt der Prozess mit Roheisen, müssen die Systemgrenzen den Basissauerstoffkonverter, die Vakuumentgasung, die Sekundärmetallurgie, die Argon-Sauerstoff-Entkohlung/Vakuum-

Sauerstoff-Entkohlung, das Stranggießen oder Blockgießen, gegebenenfalls das Warmwalzen oder Schmieden sowie alle erforderlichen Hilfstätigkeiten wie Transfer, Wiedererwärmung und Rauchgasreinigung umfassen;

- Wird für den Prozess ein Elektrolichtbogenofen verwendet, müssen die Systemgrenzen alle relevanten Tätigkeiten und Einheiten umfassen, wie den Elektrolichtbogenofen selbst, die Sekundärmetallurgie, die Vakuumentgasung, die Argon-Sauerstoff-Entkohlung/Vakuumsauerstoff-Entkohlung, das Stranggießen oder das Blockgießen, gegebenenfalls das Warmwalzen oder Schmieden sowie alle notwendigen Hilfstätigkeiten wie Transfers, das Erwärmen von Rohstoffen und Ausrüstungen, das Wiedererwärmen und die Rauchgasreinigung.
- Nur das primäre Warmwalzen und die Grobumformung durch Schmieden zur Herstellung von Halbzeugen der KN-Codes 7207, 7218 und 7224 sind in dieser Sammelgutkategorie enthalten. Alle anderen Walz- und Schmiedeverfahren sind in der aggregierten Warenkategorie "Eisen- und Stahlerzeugnisse" enthalten.

3.15.2 Produktionswege

3.15.2.1 Basische Sauerstoff-Stahlerzeugung

Für diesen Produktionsweg muss die direkte Emissionsüberwachung Folgendes umfassen:

- CO₂ aus Brennstoffen wie Kohle, Erdgas, Heizöl, Abgasen wie Gichtgas, Koksofengas oder Konvertergas usw.
- CO₂ aus Prozessmaterialien wie Kalkstein, Magnesit und anderen Karbonaten, karbonatischen Erzen; Materialien für die Rauchgasreinigung.
- Kohlenstoff, der dem Prozess in Form von Schrott, Legierungen, Graphit usw. zugeführt wird, und Kohlenstoff, der im Produkt oder in Schlacken oder Abfällen verbleibt, wird durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Abschnitt B.3.2 des Anhangs

III.

Einschlägige

Vorläufersubstanzen:

- Roheisen, DRI, wenn es in diesem Prozess verwendet wird;
- FeMn, FeCr, FeNi, falls im Prozess verwendet;
- Rohstahl aus anderen Anlagen oder Produktionsprozessen, wenn er in diesem Prozess verwendet wird.

3.15.2.2 Elektrischer Lichtbogenofen

Für diesen Produktionsweg muss die direkte Emissionsüberwachung Folgendes umfassen:

- CO₂ aus Brennstoffen wie Kohle, Erdgas, Heizöl sowie aus Abgasen wie Gichtgas, Koksofengas oder Konvertergas.
- CO₂ aus dem Verbrauch von Elektroden und Elektrodenpasten.
- CO₂ aus Prozessmaterialien wie Kalkstein, Magnesit und anderen Karbonaten, karbonatischen Erzen; Materialien für die Rauchgasreinigung.
- Kohlenstoff, der in den Prozess gelangt, z. B. in Form von Schrott, Legierungen und Graphit, und Kohlenstoff, der im Produkt oder in Schlacken oder Abfällen verbleibt, wird durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Anhang III Abschnitt B.3.2 berücksichtigt.

Einschlägige Vorläufersubstanzen:

- Roheisen, DRI, wenn es in diesem Prozess verwendet wird;

- FeMn, FeCr, FeNi, falls im Prozess verwendet;
- Rohstahl aus anderen Anlagen oder Produktionsprozessen, wenn er in diesem Prozess verwendet wird.

3.16 Eisen- und Stahlerzeugnisse

3.16.1 Besondere Bestimmungen

Vorbehaltlich der Bestimmungen von Anhang III Abschnitt A.4 und der Abschnitte 3.11 bis 3.15 dieses Anhangs kann das Herstellungsverfahren für Eisen- oder Stahlerzeugnisse in folgenden Fällen angewendet werden:

- Die Systemgrenzen umfassen als einen Prozess alle Schritte eines integrierten Stahlwerks von der Erzeugung von Roheisen oder DRI, Rohstahl, Halbfertigprodukten sowie endgültigen Stahlerzeugnissen unter den in Abschnitt 2 dieses Anhangs aufgeführten KN-Codes.
- Die Systemgrenzen erstrecken sich auf die Erzeugung von Rohstahl, Halbzeug und endgültigen Stahlerzeugnissen unter den in Abschnitt 2 dieses Anhangs aufgeführten KN-Codes.
- Die Systemgrenzen erstrecken sich auf die Herstellung von Stahlendprodukten der in Abschnitt 2 dieses Anhangs aufgeführten KN-Codes, ausgehend von Rohstahl, Halbzeug oder anderen Stahlendprodukten der in Abschnitt 2 aufgeführten KN-Codes, die entweder von anderen Anlagen bezogen oder in derselben Anlage, aber in einem separaten Produktionsprozess hergestellt werden.

Doppelerfassungen oder Lücken in der Überwachung der Produktionsprozesse einer Anlage sind zu vermeiden. Die folgenden Produktionsschritte fallen unter den Produktionsprozess von "Eisen- oder Stahlerzeugnissen":

- Alle Produktionsschritte zur Herstellung von Waren, die unter die in Abschnitt 2 dieses Anhangs für die aggregierte Warenkategorie "Eisen- und Stahlerzeugnisse" genannten KN-Codes fallen und nicht bereits durch getrennte Produktionsprozesse für Roheisen, DRI oder Rohstahl abgedeckt sind, wie in den Abschnitten 3.11 bis 3.15 dieses Anhangs gefordert und in der Anlage angewandt.
- Alle in der Anlage durchgeführten Produktionsschritte, ausgehend von Rohstahl, einschließlich, aber nicht beschränkt auf: Wiedererwärmen, Umschmelzen, Gießen, Warmwalzen, Kaltwalzen, Schmieden, Beizen, Glühen, Beschichten, Verzinken, Drahtziehen, Schneiden, Schweißen, Endbearbeitung.

Bei Erzeugnissen, die mehr als 5 Massenprozent anderer Materialien enthalten, z. B. Isoliermaterial des KN-Codes 7309 00 30, ist nur die Masse des Eisens oder Stahls als Masse der hergestellten Waren anzugeben.

3.16.2 Produktionsweg

Bei Eisen- und Stahlerzeugnissen umfasst die Überwachung der direkten Emissionen Folgendes:

- Alle CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen und Prozessemissionen aus der Abgasbehandlung im Zusammenhang mit den in der Anlage angewandten Produktionsschritten, einschließlich, aber nicht beschränkt auf: Wiedererwärmen, Wiedereinschmelzen, Gießen, Warmwalzen, Kaltwalzen, Schmieden, Beizen, Glühen, Beschichten, Verzinken, Drahtziehen, Schneiden, Schweißen und Endbearbeitung von Eisen- oder Stahlerzeugnissen.

Einschlägige Vorläufersubstanzen:

- Rohstahl, sofern er für den Prozess verwendet wird;
- Roheisen, DRI, wenn es in diesem Prozess verwendet wird;

- FeMn, FeCr, FeNi, sofern im Prozess verwendet;
- Eisen- oder Stahlerzeugnisse, sofern sie in diesem Prozess verwendet werden.

3.17 Ungeknnetetes Aluminium

3.17.1 Besondere Bestimmungen

Diese Kategorie von Sammelgütern umfasst sowohl unlegiertes als auch legiertes Aluminium in der für Rohmetalle typischen physikalischen Form, wie Barren, Brammen, Knüppel oder Granulat. In integrierten Aluminiumwerken ist auch flüssiges Aluminium, das direkt für die Herstellung von Aluminiumprodukten verwendet wird, eingeschlossen. Wenn die Anlage kein Rohaluminium an andere Anlagen verkauft oder weiterleitet, müssen die Emissionen aus der Rohaluminiumproduktion nicht gesondert überwacht werden. Es kann ein gemeinsamer Produktionsprozess festgelegt werden, der Aluminium in Rohform und - vorbehaltlich der Bestimmungen von Anhang III Abschnitt A.4 - weitere Prozesse zur Herstellung von Aluminiumerzeugnissen umfasst.

3.17.2 Produktionswege

3.17.2.1 Primäres (elektrolytisches) Schmelzen

Für diesen Produktionsweg muss die direkte Emissionsüberwachung Folgendes umfassen:

- CO₂-Emissionen aus dem Verbrauch von Elektroden oder Elektrodenpasten.
- CO₂-Emissionen aus dem Einsatz von Brennstoffen (z. B. für die Trocknung und Vorwärmung von Rohstoffen, die Beheizung von Elektrolysezellen, die für das Gießen erforderliche Heizung).
- CO₂-Emissionen aus der Rauchgasbehandlung, gegebenenfalls aus Soda oder Kalkstein.
- Durch Anodeneffekte verursachte Perfluorkohlenstoffemissionen, die gemäß Anhang III Abschnitt B.7 überwacht werden.

Relevante Vorläufersubstanzen: keine.

3.17.2.2 Sekundäres Schmelzen (Recycling)

Beim Sekundärschmelzen (Recycling) von Aluminium wird hauptsächlich Aluminiumschrott eingesetzt. Wird jedoch Rohaluminium aus anderen Quellen hinzugefügt, wird es wie ein Vorprodukt behandelt. Enthält das Produkt dieses Prozesses mehr als 5 % Legierungselemente, so werden die in das Produkt eingebetteten Emissionen so berechnet, als ob es sich bei der Masse der Legierungselemente um Rohaluminium aus der Primärschmelze handeln würde.

Für diesen Produktionsweg muss die direkte Emissionsüberwachung Folgendes umfassen:

- CO₂-Emissionen aus Brennstoffen, die zum Trocknen und Vorwärmen von Rohstoffen, in Schmelzöfen, bei der Vorbehandlung von Schrott (z. B. Entschichten und Entölen) und bei der Verbrennung der dabei anfallenden Rückstände verwendet werden, sowie Brennstoffe, die zum Gießen von Blöcken, Knüppeln oder Brammen benötigt werden;
- CO₂-Emissionen aus Brennstoffen, die bei damit verbundenen Tätigkeiten wie der Behandlung von Abschaum und der Schlackenrückgewinnung verwendet werden;

– CO₂-Emissionen aus jeglicher Rauchgasbehandlung, gegebenenfalls aus Soda oder Kalkstein. Relevante Vorläufersubstanzen:

- Rohaluminium aus anderen Quellen, falls im Prozess verwendet.

3.18 Aluminiumerzeugnisse

3.18.1 Besondere Bestimmungen

Vorbehaltlich der Bestimmungen von Anhang III Abschnitt A.4 und Abschnitt 3.17 dieses Anhangs kann das Herstellungsverfahren für Aluminiumerzeugnisse in folgenden Fällen angewandt werden:

- Die Systemgrenzen umfassen als einen Prozess alle Schritte eines integrierten Aluminiumwerks von der Herstellung von Rohaluminium bis zu den Halbfertigprodukten sowie die Aluminiumerzeugnisse der in Abschnitt 2 dieses Anhangs aufgeführten KN-Codes.
- Die Systemgrenzen erstrecken sich auf die Herstellung von Aluminiumerzeugnissen der in Abschnitt 2 dieses Anhangs aufgeführten KN-Codes, ausgehend von Halbzeug oder von anderen Aluminiumerzeugnissen der in Abschnitt 2 aufgeführten KN-Codes, die entweder von anderen Anlagen bezogen oder in derselben Anlage, jedoch in einem getrennten Produktionsprozess hergestellt werden.

Doppelzählungen oder Lücken in der Überwachung der Produktionsprozesse einer Anlage sind zu vermeiden. Die folgenden Produktionsschritte werden durch den Produktionsprozess "Aluminiumerzeugnisse" abgedeckt:

- Alle Produktionsschritte zur Herstellung von Waren, die unter die in Abschnitt 2 dieses Anhangs für die aggregierte Warenkategorie "Aluminiumerzeugnisse" genannten KN-Codes fallen und nicht bereits durch getrennte Produktionsprozesse für Rohaluminium abgedeckt sind, wie in Abschnitt 3.17 dieses Anhangs gefordert und in der Anlage angewandt.
- Alle in der Anlage durchgeführten Produktionsschritte, ausgehend von Rohaluminium, einschließlich, aber nicht beschränkt auf: Wiedererwärmen, Wiedereinschmelzen, Gießen, Walzen, Strangpressen, Schmieden, Beschichten, Verzinken, Drahtziehen, Schneiden, Schweißen, Endbearbeitung.

Enthält das Produkt mehr als 5 Massenprozent Legierungselemente, so sind die in das Produkt eingebetteten Emissionen so zu berechnen, als handele es sich bei der Masse der Legierungselemente um Rohaluminium aus der Erstschmelze.

Bei Erzeugnissen, die mehr als 5 Massenprozent anderer Materialien enthalten, z. B. Isoliermaterial des KN-Codes 7611 00 00, ist nur die Masse des Aluminiums als Masse der hergestellten Waren anzugeben.

3.18.2 Produktionsweg

Bei Aluminiumerzeugnissen umfasst die direkte Emissionsüberwachung Folgendes:

- Alle CO₂-Emissionen aus dem Brennstoffverbrauch bei der Herstellung von Aluminiumprodukten und der Rauchgasreinigung.

Einschlägige Vorläufersubstanzen:

- Knetaluminium, wenn es im Produktionsprozess verwendet wird (Primär- und Sekundäraluminium getrennt behandeln, wenn Daten bekannt sind);

- Aluminiumprodukte, sofern sie im Produktionsprozess verwendet werden.

3.19 Elektrizität

3.19.1 Besondere Bestimmungen

Bei Strom sind nur die direkten Emissionen zu überwachen und zu melden. Der Emissionsfaktor für Strom wird gemäß Anhang III Abschnitt D.2 bestimmt.

3.19.2 Produktionswege

Bei Strom umfasst die Überwachung der direkten Emissionen Folgendes:

-Alle Verbrennungsemissionen und Prozessemissionen aus der

Rauchgasbehandlung. Relevante Vorläufersubstanzen: keine.

ANHANG III

Regeln für die Ermittlung von Daten einschließlich der Emissionen auf Anlagenebene, der zurechenbaren Emissionen von Produktionsprozessen und der eingebetteten Emissionen von Gütern

A. PRINZIPIEN

A.1. Allgemeiner Ansatz

1. Zur Bestimmung der eingebetteten Emissionen von Gütern, die in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführt sind, werden die folgenden Tätigkeiten durchgeführt:
 - (a) Die Produktionsprozesse, die sich auf die in der Anlage hergestellten Waren beziehen, werden anhand der in Anhang II Abschnitt 2 definierten aggregierten Warenkategorien sowie der in Anhang II Abschnitt 3 aufgeführten relevanten Produktionswege ermittelt, wobei die Regeln für die Festlegung von Systemgrenzen von Produktionsprozessen gemäß Abschnitt A.4 dieses Anhangs zu berücksichtigen sind.
 - (b) Auf der Ebene der Anlage, die die Güter herstellt, werden die direkten Emissionen der in Anhang II genannten Treibhausgase für diese Güter nach den in Abschnitt B dieses Anhangs beschriebenen Methoden überwacht.
 - (c) Wird messbare Wärme in die Anlage eingeführt, in ihr erzeugt, in ihr verbraucht oder aus ihr exportiert, so sind die Nettowärmeströme und die mit der Erzeugung dieser Wärme verbundenen Emissionen nach den in Abschnitt C dieses Anhangs beschriebenen Methoden zu überwachen.
 - (d) Zur Überwachung der indirekten Emissionen, die in den hergestellten Gütern enthalten sind, ist der Stromverbrauch in den betreffenden Produktionsprozessen gemäß den in Abschnitt D.1 dieses Anhangs beschriebenen Methoden zu überwachen. Wird der Strom in der Anlage oder von einer technisch direkt angeschlossenen Quelle erzeugt, so sind die mit der Stromerzeugung verbundenen Emissionen zu überwachen, um den Emissionsfaktor für diesen Strom zu ermitteln. Bezieht die Anlage Strom aus dem Netz, so ist der Emissionsfaktor für diesen Strom gemäß Abschnitt D.2.3 dieses Anhangs zu bestimmen. Alle Strommengen, die zwischen Produktionsprozessen übertragen oder aus der Anlage exportiert werden, sind ebenfalls zu überwachen.
 - (e) Die direkten Emissionen der Anlagen mit Wärmeerzeugung und -verbrauch, Stromerzeugung und -verbrauch sowie alle relevanten Abgasströme werden den Produktionsprozessen im Zusammenhang mit den hergestellten Gütern zugeordnet, wobei die Regeln in Abschnitt F dieses Anhangs anzuwenden sind. Diese zugeordneten Emissionen werden zur Berechnung der spezifischen direkten und indirekten eingebetteten Emissionen der hergestellten Güter gemäß Abschnitt F dieses Anhangs verwendet.
 - (f) Werden in Anhang II Abschnitt 3 relevante Ausgangsstoffe für in den Anlagen hergestellte Güter definiert, die diese Güter zu "komplexen Gütern" machen, so werden die eingebetteten Emissionen des relevanten Ausgangsstoffs gemäß Abschnitt E dieses Anhangs bestimmt und zu den eingebetteten Emissionen der hergestellten komplexen Güter addiert, wobei die in Abschnitt G dieses Anhangs festgelegten Regeln anzuwenden sind. Handelt es sich bei den Vorprodukten

selbst um komplexe Güter, so wird dieser Vorgang rekursiv wiederholt, bis keine Vorprodukte mehr im Spiel sind.

2. Kann ein Marktteilnehmer die tatsächlichen Daten für einen oder mehrere Datensätze nicht angemessen ermitteln, indem er die in Abschnitt A.3 dieses Anhangs vorgesehenen Methoden anwendet, und steht keine andere Methode zur Schließung von Datenlücken zur Verfügung, so können die von der Kommission für den Übergangszeitraum bereitgestellten und veröffentlichten Standardwerte unter den in Artikel 4 Absatz 3 dieser Verordnung genannten Bedingungen verwendet werden. In diesem Fall ist eine kurze Erläuterung der Gründe für die Nichtverwendung tatsächlicher Daten beizufügen.
3. Die Überwachung erstreckt sich über einen Berichtszeitraum, der gewährleistet, dass nicht repräsentative Daten aufgrund kurzfristiger Schwankungen in den Produktionsprozessen und Datenlücken so weit wie möglich vermieden werden. Der Standard-Berichtszeitraum ist ein Kalenderjahr. Der Anlagenbetreiber kann jedoch eine Alternative wählen:
 - (a) Wenn die Anlage im Rahmen eines zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Überprüfungssystems zur Einhaltung der Vorschriften verpflichtet ist, kann der Berichtszeitraum dieses Systems verwendet werden, wenn er mindestens drei Monate umfasst.
 - (b) Das Geschäftsjahr des Betreibers, sofern dieser Zeitraum eine höhere Datenqualität gewährleistet als die Verwendung des Kalenderjahres.

Die eingebetteten Emissionen von Gütern werden als Durchschnitt des gewählten Berichtszeitraums berechnet.

4. Für Emissionen, die außerhalb der Anlagengrenzen entstehen und für die Berechnung der eingebetteten Emissionen relevant sind, werden die Daten des letzten verfügbaren Berichtszeitraums verwendet, die vom Lieferanten des Inputs (z. B. Strom, Wärme, Vorprodukt) stammen. Zu den Emissionen, die außerhalb der Anlagengrenzen entstehen, gehören:
 - (a) indirekte Emissionen, wenn Strom aus dem Netz bezogen wird; (b)
Emissionen aus Strom- und Wärmeeinfuhren aus anderen Anlagen;
 - (c) eingebettete direkte und indirekte Emissionen von Vorläufersubstanzen, die von anderen Anlagen stammen.
5. Die Emissionsdaten für einen vollständigen Berichtszeitraum werden in Tonnen CO_{2e} ausgedrückt, die auf volle Tonnen gerundet werden.

Alle Parameter, die zur Berechnung der Emissionen herangezogen werden, sind für die Berechnung und Meldung der Emissionen auf alle signifikanten Ziffern zu runden.

Spezifische direkte und indirekte eingebettete Emissionen werden in Tonnen CO_{2e} pro Tonne Waren ausgedrückt, gerundet auf alle signifikanten Ziffern, mit maximal 5 Ziffern nach dem Komma.

A.2. Grundsätze der Überwachung

Für die Überwachung der tatsächlichen Daten auf Anlagenebene und für die Datensätze, die für die Zuordnung von Emissionen zu Gütern erforderlich sind, gelten die folgenden Grundsätze:

1. Vollständig: Die Überwachungsmethodik muss alle Parameter abdecken, die zur Bestimmung der

eingebetteten Emissionen der in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten Güter gemäß den in diesem Anhang enthaltenen Methoden und Formeln erforderlich sind.

(a) Zu den direkten Emissionen auf Anlagenebene gehören Verbrennungs- und Prozessemissionen.

- (b) Direkte eingebettete Emissionen umfassen die zugewiesenen Emissionen des betreffenden Produktionsprozesses gemäß Abschnitt F dieses Anhangs, basierend auf den direkten Emissionen in der Anlage, den Emissionen im Zusammenhang mit den relevanten Wärmeströmen und den Stoffströmen zwischen den Grenzen des Prozesssystems, gegebenenfalls einschließlich Abgasen. Zu den direkten eingebetteten Emissionen gehören ferner die direkten eingebetteten Emissionen relevanter Vorläuferstoffe.
 - (c) Indirekte Emissionen auf der Ebene der Anlage umfassen die Emissionen im Zusammenhang mit dem Stromverbrauch innerhalb der Anlage.
 - (d) Indirekte eingebettete Emissionen umfassen die indirekten Emissionen der in der Anlage produzierten Güter und die indirekten eingebetteten Emissionen relevanter Vorläuferstoffe.
 - (e) Für jeden Parameter ist eine geeignete Methode gemäß Abschnitt A.3 dieses Anhangs zu wählen, wobei sicherzustellen ist, dass weder Doppelzählungen noch Datenlücken auftreten.
2. Kohärenz und Vergleichbarkeit: Überwachung und Berichterstattung müssen im Laufe der Zeit einheitlich und vergleichbar sein. Zu diesem Zweck werden die gewählten Methoden in einer schriftlichen Dokumentation zur Überwachungsmethodik festgelegt, damit die Methoden einheitlich angewendet werden. Die Methodik darf nur geändert werden, wenn dies objektiv gerechtfertigt ist. Relevante Gründe sind unter anderem:
- (a) Änderungen in der Konfiguration der Anlage, in der verwendeten Technologie, bei den Einsatzstoffen und Brennstoffen oder bei den produzierten Waren;
 - (b) neue Datenquellen oder Überwachungsmethoden eingeführt werden müssen, weil sich die für die in der Überwachungsmethodik verwendeten Daten verantwortlichen Handelspartner geändert haben;
 - (c) die Genauigkeit der Daten verbessert werden kann, die Datenflüsse vereinfacht werden können oder das Kontrollsystem verbessert werden kann.
3. Transparenz: Die Überwachungsdaten werden auf transparente Weise gewonnen, aufgezeichnet, zusammengestellt, analysiert und dokumentiert, einschließlich Annahmen, Referenzen, Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren, Berechnungsfaktoren, Daten über eingebettete Emissionen gekaufter Vorläuferstoffe, messbare Wärme und Elektrizität, Standardwerte für eingebettete Emissionen, Informationen über einen fälligen Kohlenstoffpreis und sonstige für die Zwecke dieses Anhangs relevante Daten, so dass die Ermittlung der Emissionsdaten auch durch unabhängige Dritte, wie akkreditierte Prüfer, nachvollzogen werden kann. Die Dokumentation muss eine Aufzeichnung aller Änderungen der Methodik enthalten.

In der Anlage sind vollständige und transparente Aufzeichnungen über alle Daten, die für die Bestimmung der eingebetteten Emissionen der hergestellten Waren relevant sind, einschließlich der erforderlichen Belege, für einen Zeitraum von mindestens vier Jahren nach dem Berichtszeitraum zu führen. Diese Aufzeichnungen können einem berichterstattenden Erklärer offengelegt werden.

4. Genauigkeit: Die gewählte Überwachungsmethode muss sicherstellen, dass die Emissionsbestimmung weder systematisch noch wesentlich ungenau ist. Jede Quelle von Ungenauigkeiten ist zu ermitteln und so weit wie möglich zu verringern. Es ist mit der gebotenen Sorgfalt darauf zu achten, dass die Berechnung und Messung der Emissionen die höchstmögliche Genauigkeit aufweist.

In Fällen, in denen Datenlücken aufgetreten sind oder erwartet werden, dass sie unvermeidbar sind, müssen die Ersatzdaten aus konservativen Schätzungen bestehen. Weitere Fälle, in denen

Emissionsdaten auf konservativen Schätzungen beruhen müssen, sind:

- (a) Kohlenmonoxid (CO), das in die Atmosphäre abgegeben wird, wird als die molare Äquivalentmenge von CO₂ berechnet;
- (b) alle Biomasseemissionen in Massenbilanzen und für übertragenes CO₂, wenn es nicht möglich ist, den Biomasseanteil in Materialien oder Brennstoffen zu bestimmen, werden die Emissionen als aus fossilem Kohlenstoff stammend betrachtet.

5. Integrität der Methodik: Die gewählte Überwachungsmethode muss eine angemessene Gewähr für die Integrität der zu meldenden Emissionsdaten bieten. Die Emissionen sind nach den in diesem Anhang beschriebenen geeigneten Überwachungsmethoden zu ermitteln. Die gemeldeten Emissionsdaten dürfen keine wesentlichen Falschaussagen enthalten, müssen bei der Auswahl und Darstellung der Informationen keine Verzerrungen aufweisen und müssen ein glaubwürdiges und ausgewogenes Bild der in den in der Anlage hergestellten Gütern enthaltenen Emissionen vermitteln.
6. Optionale Maßnahmen zur Verbesserung der Qualität der zu meldenden Daten können angewendet werden, insbesondere die Datenfluss- und Kontrolltätigkeiten gemäß Abschnitt H dieses Anhangs.
7. Kosten-Nutzen-Verhältnis: Bei der Auswahl einer Überwachungsmethode sind die Verbesserungen durch größere Genauigkeit gegen die zusätzlichen Kosten abzuwägen. Bei der Überwachung und Berichterstattung über Emissionen ist die höchste erreichbare Genauigkeit anzustreben, es sei denn, dies ist technisch nicht machbar oder verursacht unverhältnismäßige Kosten.
8. Kontinuierliche Verbesserung: Es ist regelmäßig zu prüfen, ob die Überwachungsmethoden verbessert werden können. Wird eine Prüfung der Emissionsdaten durchgeführt, so sind alle in den Prüfberichten enthaltenen Empfehlungen für Verbesserungen zu berücksichtigen und innerhalb eines angemessenen Zeitrahmens umzusetzen, es sei denn, die Verbesserung wäre mit unverhältnismäßig hohen Kosten verbunden oder technisch nicht machbar.

A.3. Methoden, die die beste verfügbare Datenquelle darstellen

1. Für die Bestimmung der eingebetteten Emissionen von Gütern und für die zugrundeliegenden Datensätze, wie z. B. Emissionen in Bezug auf einzelne Stoffströme oder Emissionsquellen, Mengen an messbarer Wärme, gilt der übergeordnete Grundsatz, stets die beste verfügbare Datenquelle zu wählen. Zu diesem Zweck gelten die folgenden Leitprinzipien:
 - (a) Die in diesem Anhang beschriebenen Überwachungsmethoden sind vorzuziehen. Gibt es für einen bestimmten Datensatz keine in diesem Anhang beschriebene Überwachungsmethode oder ist sie mit unverhältnismäßig hohen Kosten verbunden oder technisch nicht durchführbar, so können unter den in Artikel 4 Absatz 2 dieser Verordnung genannten Bedingungen Überwachungsmethoden aus einem anderen in Frage kommenden Überwachungs-, Berichterstattungs- und Überprüfungs-system verwendet werden, wenn sie den erforderlichen Datensatz abdecken. Sind solche Methoden nicht verfügbar, technisch nicht durchführbar oder würden sie unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen, können indirekte Methoden zur Bestimmung des Datensatzes gemäß Nummer 2 verwendet werden. Stehen solche Methoden nicht zur Verfügung, sind sie technisch nicht durchführbar oder würden sie unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen, so können unter den in Artikel 4 Absatz 3 dieser Verordnung genannten Bedingungen Standardwerte verwendet werden, die von der Kommission für die Übergangszeit zur Verfügung gestellt und veröffentlicht werden.
 - (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 von Methoden durchgeführt werden, die in einschlägigen EN- oder ISO-Normen festgelegt sind. Sind solche Normen nicht verfügbar, können nationale Normen verwendet werden. Gibt es keine anwendbaren veröffentlichten

Normen, so sind geeignete Normentwürfe, Leitlinien für bewährte Praktiken der Industrie oder andere wissenschaftlich erprobte Methoden zu verwenden, die eine Verzerrung der Probenahme und der Messung einschränken.

- (c) Im Rahmen einer der unter Buchstabe a genannten Methoden sind Messgeräte oder Laboranalysen unter der Kontrolle des Unternehmers gegenüber Messgeräten oder Analysen unter der Kontrolle einer anderen Rechtsperson, z. B. des Brennstoff- oder Materiallieferanten oder des Handelspartners für die produzierten Waren, zu bevorzugen.
- (d) Die Messgeräte sind so auszuwählen, dass sie im Gebrauch die geringste Unsicherheit aufweisen, ohne unverhältnismäßige Kosten zu verursachen. Messgeräte im Rahmen des gesetzlichen Messwesens

Kontrolle sind vorzuziehen, es sei denn, es stehen andere Instrumente mit deutlich geringerer Unsicherheit zur Verfügung. Die Geräte dürfen nur in Umgebungen verwendet werden, die für ihre Verwendung geeignet sind.

- (e) Werden Laboranalysen verwendet oder führen Laboratorien Probenaufbereitung, Kalibrierungen, Methodvalidierungen oder Tätigkeiten im Zusammenhang mit kontinuierlichen Emissionsmessungen durch, so gelten die Anforderungen von Abschnitt B.5.4.3 dieses Anhangs.
2. Indirekte Bestimmungsmethoden: Wenn für einen erforderlichen Datensatz keine direkte Bestimmungsmethode zur Verfügung steht, insbesondere in Fällen, in denen die messbare Nettowärme, die in verschiedene Produktionsprozesse fließt, bestimmt werden muss, kann eine indirekte Bestimmungsmethode verwendet werden, wie z. B.:
 - (a) Berechnung auf der Grundlage eines bekannten chemischen oder physikalischen Prozesses unter Verwendung geeigneter anerkannter Literaturwerte für die chemischen und physikalischen Eigenschaften der beteiligten Stoffe, geeigneter stöchiometrischer Faktoren und thermodynamischer Eigenschaften wie z. B. Reaktionsenthalpien;
 - (b) Berechnung auf der Grundlage der Auslegungsdaten der Anlage, wie z. B. der Energieeffizienz der technischen Einheiten oder des berechneten Energieverbrauchs pro Produkteinheit;
 - (c) Korrelationen, die auf empirischen Tests zur Bestimmung von Schätzwerten für den erforderlichen Datensatz aus nicht kalibrierten Geräten oder aus in Produktionsprotokollen dokumentierten Daten beruhen. Dabei ist sicherzustellen, dass die Korrelation den Anforderungen der guten Ingenieurspraxis entspricht und dass sie nur zur Ermittlung von Werten verwendet wird, die in den Bereich fallen, für den sie aufgestellt wurde. Die Gültigkeit solcher Korrelationen ist mindestens einmal jährlich zu bewerten.
 3. Zur Bestimmung der besten verfügbaren Datenquellen wird die Datenquelle ausgewählt, die in der unter Nummer 1 aufgeführten Rangfolge am höchsten steht und in der Anlage bereits verfügbar ist. Ist es jedoch technisch möglich, eine Datenquelle zu verwenden, die in der Rangfolge weiter oben steht, ohne dass unangemessene Kosten entstehen, so wird diese bessere Datenquelle ohne unangemessene Verzögerung verwendet. Stehen für denselben Datensatz verschiedene Datenquellen auf derselben Ebene der unter Nummer 1 aufgeführten Rangfolge zur Verfügung, so ist die Datenquelle zu wählen, die den klarsten Datenfluss mit dem geringsten inhärenten Risiko und dem geringsten Kontrollrisiko hinsichtlich falscher Angaben gewährleistet.
 4. Für die Bestimmung und Berichterstattung über eingebettete Emissionen sind die unter Nummer 3 gewählten Datenquellen zu verwenden.
 5. Soweit dies ohne unverhältnismäßig hohe Kosten durchführbar ist, werden für die Zwecke des Kontrollsystems gemäß Abschnitt H dieses Anhangs zusätzliche Datenquellen oder Methoden zur Bestimmung von Datensätzen ermittelt, um die Bestätigung von Datenquellen unter Punkt (3). Die ausgewählten Datenquellen sind gegebenenfalls in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik festzulegen.
 6. Empfohlene Verbesserungen: Es ist regelmäßig, mindestens jedoch einmal jährlich, zu prüfen, ob neue Datenquellen zur Verbesserung der Überwachungsmethoden verfügbar geworden sind. Werden diese neuen Datenquellen in Übereinstimmung mit der unter Nummer 1 dargelegten Rangfolge als genauer erachtet, sind sie in den Unterlagen zur Überwachungsmethodik festzulegen und ab dem frühestmöglichen Zeitpunkt anzuwenden.

7. Technische Durchführbarkeit: Wird behauptet, dass die Anwendung einer bestimmten Bestimmungsmethode technisch nicht machbar ist, so ist dies in den Unterlagen zur Überwachungsmethode zu begründen. Sie ist bei den regelmäßigen Kontrollen gemäß Nummer 6 erneut zu bewerten. Diese Begründung stützt sich darauf, ob die Anlage über technische Ressourcen verfügt, die die Anforderungen einer vorgeschlagenen Datenquelle oder Überwachungsmethode erfüllen können, die

in der für die Zwecke dieses Anhangs erforderlichen Zeit durchgeführt werden können. Zu diesen technischen Ressourcen gehört die Verfügbarkeit der erforderlichen Techniken und Technologien.

8. Unzumutbare Kosten: Wird behauptet, dass die Anwendung einer bestimmten Bestimmungsmethode für einen Datensatz unverhältnismäßige Kosten verursacht, so ist dies in den Unterlagen über die Überwachungsmethode zu begründen. Sie wird bei den regelmäßigen Kontrollen gemäß Nummer 6 erneut bewertet. Die Unverhältnismäßigkeit der Kosten wird wie folgt festgestellt.

Die Kosten für die Bestimmung eines bestimmten Datensatzes gelten als unangemessen, wenn die Kostenschätzung des Betreibers den Nutzen einer bestimmten Bestimmungsmethode übersteigt. Zu diesem Zweck wird der Nutzen durch Multiplikation eines Verbesserungsfaktors mit einem Referenzpreis von 20 EUR pro Tonne CO_{2e} berechnet, und die Kosten umfassen gegebenenfalls einen angemessenen Abschreibungszeitraum auf der Grundlage der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Ausrüstung.

Der Verbesserungsfaktor beträgt:

- (a) die Verbesserung der geschätzten Unsicherheit bei einer Messung, ausgedrückt in Prozent, multipliziert mit den geschätzten verbundenen Emissionen im Berichtszeitraum. Bezogene Emissionen bedeutet:
- (1) die direkten Emissionen, die durch den betreffenden Stoffstrom oder die betreffende Emissionsquelle verursacht werden;
 - (2) Emissionen, die einer messbaren Wärmemenge zugeordnet werden;
 - (3) die indirekten Emissionen im Zusammenhang mit der betreffenden Strommenge;
 - (4) eingebettete Emissionen eines hergestellten Materials oder eines verbrauchten Vorprodukts.
- (b) 1 % der damit verbundenen Emissionen, wenn es sich nicht um eine Verbesserung der Messunsicherheit handelt.

Maßnahmen zur Verbesserung der Überwachungsmethodik einer Anlage gelten bis zu einem kumulierten Betrag von 2 000 EUR pro Jahr nicht als unangemessene Kosten.

A.4. Aufteilung der Anlagen in Produktionsprozesse

Anlagen sind in Produktionsprozesse mit Systemgrenzen zu unterteilen, die gewährleisten, dass relevante Inputs, Outputs und Emissionen gemäß den Abschnitten B bis E dieses Anhangs überwacht und direkte und indirekte Emissionen den in Anhang II Abschnitt 2 definierten Gütergruppen zugeordnet werden können, indem die Bestimmungen von Abschnitt F dieses Anhangs angewendet werden.

Die Anlagen werden wie folgt in Produktionsprozesse unterteilt:

- (a) Für jede der in Anhang II Abschnitt 2 definierten aggregierten Warenkategorien, die für die Anlage relevant sind, ist ein einziger Produktionsprozess zu definieren.
- (b) Abweichend von Buchstabe a sind für jeden Produktionsweg getrennte Produktionsprozesse zu definieren, wenn in derselben Anlage verschiedene Produktionswege gemäß Anhang II Abschnitt 3 für dieselbe aggregierte Güterkategorie angewandt werden oder wenn der Betreiber freiwillig verschiedene Güter oder Gütergruppen für eine getrennte Überwachung

auswählt. Eine stärker aufgeschlüsselte Definition von Produktionsprozessen kann ebenfalls verwendet werden, wenn sie mit einem geeigneten Überwachungs-, Berichterstattungs- und Überprüfungssystem für die Anlage übereinstimmt.

- (c) Abweichend von Buchstabe a) gilt, dass, wenn zumindest ein Teil der für komplexe Güter relevanten Vorprodukte in derselben Anlage wie die komplexen Güter hergestellt wird

Waren, und werden die jeweiligen Vorprodukte nicht zum Verkauf oder zur Verwendung in anderen Anlagen aus der Anlage verbracht, so kann die Herstellung von Vorprodukten und komplexen Waren durch einen gemeinsamen Produktionsprozess abgedeckt werden. Eine gesonderte Berechnung der eingebetteten Emissionen der Vorläuferstoffe entfällt in diesem Fall.

(d) Die folgenden sektoralen Ausnahmen von Buchstabe a) können angewandt werden:

- (1) Werden zwei oder mehr Güter aus den aggregierten Güterkategorien Sintererz, Roheisen, FeMn, FeCr, FeNi, DRI, Rohstahl oder Eisen- und Stahlerzeugnisse in derselben Anlage hergestellt, können die eingebetteten Emissionen überwacht und gemeldet werden, indem ein gemeinsamer Produktionsprozess für alle diese Güter definiert wird.
- (2) Werden zwei oder mehr Waren der Gruppen Rohaluminium oder Aluminiumerzeugnisse in derselben Anlage hergestellt, können die eingebetteten Emissionen überwacht und gemeldet werden, indem ein gemeinsamer Produktionsprozess für alle diese Waren definiert wird.
- (3) Bei der Herstellung von Mischdüngern kann die Überwachung und Berichterstattung für den jeweiligen Produktionsprozess vereinfacht werden, indem ein einheitlicher Wert für die eingebetteten Emissionen pro Tonne des in den Mischdüngern enthaltenen Stickstoffs festgelegt wird, unabhängig von der chemischen Form des Stickstoffs (Ammonium-, Nitrat- oder Harnstoffform).

(e) Dient ein Teil der Anlage der Herstellung von Gütern, die nicht in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführt sind, ist es eine empfohlene Verbesserung, diesen Teil als einen zusätzlichen Produktionsprozess zu überwachen, um die Vollständigkeit der Gesamtemissionsdaten der Anlage zu bestätigen.

B. ÜBERWACHUNG DER DIREKTEN EMISSIONEN AUF ANLAGENEBENE

B.1 Vollständigkeit der Stoffströme und Emissionsquellen

Die Grenzen der Anlage und ihrer Produktionsprozesse müssen dem Betreiber eindeutig bekannt sein und in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik festgelegt werden, wobei die sektorspezifischen Anforderungen gemäß Anhang II Abschnitt 2 sowie Abschnitt B.9 dieses Anhangs zu berücksichtigen sind. Es gelten die folgenden Grundsätze:

1. Erfasst werden mindestens alle relevanten Quellen von Treibhausgasemissionen und Stoffströme, die direkt oder indirekt mit der Herstellung der in Anhang II Abschnitt 2 aufgeführten Güter verbunden sind.
2. Es wird empfohlen, alle Emissionsquellen und Stoffströme der gesamten Anlage zu erfassen, um Plausibilitätsprüfungen durchzuführen und die Energie- und Emissionseffizienz der Anlage als Ganzes zu kontrollieren.
3. Erfasst werden alle Emissionen aus dem regulären Betrieb sowie aus außergewöhnlichen Ereignissen, einschließlich An- und Abfahrvorgängen und Notfallsituationen, während des Berichtszeitraums.
4. Emissionen von mobilen Maschinen und Geräten für Transportzwecke sind ausgenommen.

B.2 Wahl der Überwachungsmethodik

Die anwendbare Methodik ist entweder:

1. Die auf Berechnungen basierende Methode, die darin besteht, die Emissionen aus den Stoffströmen auf der Grundlage von Aktivitätsdaten zu bestimmen, die mit Hilfe von Messsystemen und zusätzlichen Parametern aus Laboranalysen oder Standardwerten gewonnen werden. Die berechnungsgestützte Methode kann nach der Standardmethode oder der Massenbilanzmethode durchgeführt werden.
2. Die messtechnische Methode, die darin besteht, die Emissionen von Emissionsquellen durch kontinuierliche Messung der Konzentration des betreffenden Treibhausgases im Abgas und des Abgasstroms zu bestimmen.

Abweichend davon können unter den in Artikel 4 Absatz 2, Artikel 4 Absatz 3 und Artikel 5 dieser Verordnung genannten Bedingungen auch andere Methoden verwendet werden.

Es ist die Überwachungsmethode zu wählen, die die genauesten und zuverlässigsten Ergebnisse liefert, es sei denn, sektorspezifische Anforderungen gemäß Abschnitt B.9 schreiben eine bestimmte Methode vor. Bei der angewandten Überwachungsmethode kann es sich um eine Kombination von Methoden handeln, so dass verschiedene Teile der Emissionen der Anlage mit einer der anwendbaren Methoden überwacht werden.

Die Dokumentation der Überwachungsmethodik muss klare Angaben enthalten:

- (a) für welchen Stoffstrom die auf Berechnungen beruhende Standardmethode oder die Massenbilanzmethode verwendet wird, einschließlich der detaillierten Beschreibung der Bestimmung jedes relevanten Parameters in Abschnitt B.3.4 dieses Anhangs;
- (b) für welche Emissionsquelle eine auf Messungen beruhende Methodik verwendet wird, einschließlich der Beschreibung aller relevanten Elemente in Abschnitt B.6 dieses Anhangs;
- (c) durch ein geeignetes Diagramm und eine Prozessbeschreibung der Anlage den Nachweis, dass die Emissionen der Anlage weder doppelt gezählt werden noch Datenlücken bestehen.

Die Emissionen der Anlage werden bestimmt durch

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

Wo:

Em_{Inst} sind die (direkten) Emissionen der Anlage, ausgedrückt in Tonnen CO_2e ;

$Em_{calc,i}$ sind die Emissionen aus dem Stoffstrom i , die nach einer auf Berechnungen beruhenden Methode ermittelt wurden, ausgedrückt in Tonnen CO_2e ;

$Em_{meas,j}$ sind die Emissionen der Emissionsquelle j , die nach einer auf Messungen beruhenden Methodik ermittelt wurden, ausgedrückt in Tonnen CO_2e , und

$Em_{other,k}$ Nach einer anderen Methode ermittelte Emissionen, Index k , ausgedrückt in Tonnen CO_2e .

B.3 Formeln und Parameter für die auf Berechnungen basierende Methodik für CO_2

B.3.1 Standardmethode

Die Emissionen sind für jeden Stoffstrom getrennt wie folgt zu berechnen:

B.3.1.1 Verbrennungsemissionen:

Die Verbrennungsemissionen werden nach der Standardmethode wie folgt berechnet:

$${}_i Em = AD_i \cdot EF_i \cdot OF_i \quad (\text{Gleichung 5})$$

Wo:

Em_i sind die von Brennstoff i verursachten Emissionen [t CO₂]; EF_i ist der Emissionsfaktor [t CO₂ / TJ] von Brennstoff i ;

AD_i ist die Aktivitätsangabe [TJ] von Brennstoff i , berechnet als $AD_i = FQ_i \cdot NCV_i$ (Gleichung 6);

FQ_i ist die verbrauchte Brennstoffmenge [t oder m³] des Brennstoffs i ;
 NCV_i ist der untere Heizwert [TJ/t oder TJ/m³] von Brennstoff i ; OF_i ist der Oxidationsfaktor (dimensionslos) von Brennstoff i , berechnet als

$$OF = 1 - C / C_{\text{ashtotal}} \quad (\text{Gleichung 7});$$

C_{ash} ist der in der Asche und im Rauchgasreinigungsstaub enthaltene Kohlenstoff, und C_{total} ist der gesamte Kohlenstoffgehalt des verbrannten Brennstoffs.

Die konservative Annahme, dass $OF = 1$ ist, kann immer verwendet werden, um den Überwachungsaufwand zu verringern.

Sofern dies zu einer höheren Genauigkeit führt, kann die Standardmethode für Verbrennungsemissionen wie folgt geändert werden:

- (a) die Aktivitätsdaten werden als Brennstoffmenge ausgedrückt (d. h. in t oder m³);
- (b) der EF wird in t CO₂/t Brennstoff bzw. t CO₂/m³ Brennstoff ausgedrückt, und
- (c) kann der NCV bei der Berechnung weggelassen werden. Es ist jedoch eine empfohlene Verbesserung, den NCV anzugeben, um eine einheitliche Überprüfung und Überwachung der Energieeffizienz des gesamten Produktionsprozesses zu ermöglichen.

Wenn der Emissionsfaktor eines Brennstoffs i aus den Analysen des Kohlenstoffgehalts und des NCV berechnet werden soll, ist folgende Gleichung zu verwenden:

$${}_i EF = CC_i \cdot f / NCV_i \quad (\text{Gleichung 8})$$

Wenn der Emissionsfaktor eines Materials oder Brennstoffs, ausgedrückt in t CO₂/t, aus einem analysierten Kohlenstoffgehalt berechnet werden soll, wird die folgende Gleichung verwendet:

$${}_i EF = CC_i \cdot f \quad (\text{Gleichung 9})$$

Wo:

f ist das Verhältnis der Molmassen von CO₂ und C: $f = 3,664$ t CO₂/t C.

Da der Emissionsfaktor von Biomasse gleich Null ist, sofern die in Abschnitt B.3.3 genannten Kriterien erfüllt sind, kann diese Tatsache bei gemischten Brennstoffen (d. h. Brennstoffen, die sowohl fossile als auch Biomassebestandteile enthalten) wie folgt berücksichtigt werden:

$${}_i EF = {}_{EFpre,i} \cdot (1 - BF)_i \quad (\text{Gleichung 10})$$

Wo:

${}_{EFpre,i}$ ist der vorläufige Emissionsfaktor des Brennstoffs i (d. h. der Emissionsfaktor unter der Annahme, dass der gesamte Brennstoff fossil ist) und

Bfiist der Biomasseanteil (dimensionslos) des Brennstoffs i .

Bei fossilen Brennstoffen und wenn der Biomasseanteil nicht bekannt ist, ist BF_i auf den konservativen Wert Null zu setzen.

B.3.1.2 Prozessbedingte Emissionen:

Die Prozessemissionen sind nach der Standardmethode wie folgt zu berechnen:

$${}_j Em = AD_j \cdot EF_j \cdot CF_j \quad (\text{Gleichung 11})$$

Wo:

AD_j sind die Aktivitätsdaten [t Material] von

Material j ; EF_j ist der Emissionsfaktor [t CO₂ / t] von

Material j , und

CF_j ist der Umrechnungsfaktor (dimensionslos) des Materials j .

Die konservative Annahme, dass $CF_j = 1$ ist, kann immer verwendet werden, um den Überwachungsaufwand zu verringern.

Bei gemischten Einsatzstoffen, die sowohl anorganische als auch organische Formen von Kohlenstoff enthalten, kann der Betreiber zwischen zwei Möglichkeiten wählen:

1. einen vorläufigen Gesamtemissionsfaktor für das gemischte Material zu bestimmen, indem der Gesamtkohlenstoffgehalt (CC_j) analysiert und ein Umrechnungsfaktor sowie gegebenenfalls ein Biomasseanteil und ein unterer Heizwert in Bezug auf diesen Gesamtkohlenstoffgehalt verwendet werden; oder
2. den organischen und den anorganischen Anteil getrennt zu bestimmen und sie als zwei getrennte Quellströme zu behandeln.

Unter Berücksichtigung der verfügbaren Messsysteme für Tätigkeitsdaten und der Methoden zur Bestimmung des Emissionsfaktors für Emissionen aus der Zersetzung von Karbonaten wird für jeden Stoffstrom die Methode mit den genauesten Ergebnissen aus den folgenden beiden Methoden ausgewählt:

- Methode A (Input-basiert): Der Emissionsfaktor, der Umrechnungsfaktor und die Aktivitätsdaten sind auf die Menge des in den Prozess eingebrachten Materials zu beziehen. Es sind die Standardemissionsfaktoren für reine Karbonate gemäß Anhang VIII Tabelle 3 zu verwenden, wobei die gemäß Abschnitt B.5 dieses Anhangs bestimmte Zusammensetzung des Materials zu berücksichtigen ist.
- Methode B (Output-basiert): Der Emissionsfaktor, der Umrechnungsfaktor und die Aktivitätsdaten sind auf die Menge des Outputs des Verfahrens zu beziehen. Es sind die Standardemissionsfaktoren für Metalloxide nach Entkohlung gemäß Anhang VIII Tabelle 4 zu verwenden, wobei die Zusammensetzung des betreffenden Materials gemäß Abschnitt B.5 dieses Anhangs zu berücksichtigen ist.

Für CO₂-Prozessemissionen, die nicht von Karbonaten herrühren, ist Methode A anzuwenden.

B.3.2 Methode der Massenbilanz

Die für die einzelnen Stoffströme relevanten CO₂-Mengen werden auf der Grundlage des Kohlenstoffgehalts der einzelnen Materialien berechnet, ohne zwischen Brennstoffen und Prozessmaterialien zu unterscheiden. Kohlenstoff, der die Anlage in Produkten verlässt, anstatt

emittiert zu werden, wird bei den Output-Quellströmen berücksichtigt, die daher negative Aktivitätsdaten aufweisen.

Die den einzelnen Stoffströmen entsprechenden Emissionen werden wie folgt berechnet:

$${}_k Em = f \cdot AD_k \cdot CC_k \quad (\text{Gleichung 12})$$

Wo:

AD_k sind die Aktivitätsdaten [t] des Materials k ; bei Outputs ist AD_k negativ;

f ist das Verhältnis der Molmassen von CO_2 und C: $f = 3,664 \text{ t } CO_2/\text{t C}$, und

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

Wird der Kohlenstoffgehalt eines Brennstoffs k anhand eines in $\text{t } CO_2/\text{TJ}$ ausgedrückten Emissionsfaktors berechnet, so ist die folgende Gleichung zu verwenden:

$${}_k CC = EF_k \cdot NCV / f_k \quad (\text{Gleichung 13})$$

Wird der Kohlenstoffgehalt eines Materials oder Brennstoffs k anhand eines in $\text{t } CO_2/\text{t}$ ausgedrückten Emissionsfaktors berechnet, so ist die folgende Gleichung zu verwenden:

$${}_k CC = EF / f_k \quad (\text{Gleichung 14})$$

Bei gemischten Brennstoffen, d. h. Brennstoffen, die sowohl fossile als auch Biomassebestandteile oder gemischte Materialien enthalten, kann der Biomasseanteil berücksichtigt werden, sofern die in Abschnitt B.3.3 genannten Kriterien wie folgt erfüllt sind:

$${}_k CC = CC_{pre,k} \cdot (1 - BF)_k \quad (\text{Gleichung 15})$$

Wo:

$CC_{pre,k}$ ist der vorläufige Kohlenstoffgehalt von Brennstoff k (d. h. der Emissionsfaktor unter der Annahme, dass der gesamte Brennstoff fossil ist) und

BF_k ist der Biomasseanteil des Brennstoffs k (dimensionslos).

Bei fossilen Brennstoffen oder Materialien und wenn der Biomasseanteil nicht bekannt ist, wird BF auf den konservativen Wert Null gesetzt. Wird Biomasse als Inputmaterial oder Brennstoff verwendet und enthalten die Outputmaterialien Kohlenstoff, so ist der Biomasseanteil in der Gesamtmassenbilanz konservativ zu behandeln, d. h. der Anteil der Biomasse am gesamten Outputkohlenstoff darf den Gesamtanteil der in den Inputmaterialien und Brennstoffen enthaltenen Biomasse nicht übersteigen, es sei denn, der Anlagenbetreiber weist durch eine "Trace-the-Atom"-Methode (stöchiometrisch) oder durch¹⁴ C-Analysen einen höheren Biomasseanteil in den Outputmaterialien nach.

B.3.3 Kriterien für die Nulleinstufung von Biomasseemissionen

Wird Biomasse als Brennstoff für die Verbrennung verwendet, muss sie die Kriterien dieses Abschnitts erfüllen. Erfüllt die zur Verbrennung verwendete Biomasse diese Kriterien nicht, so wird ihr Kohlenstoffgehalt als fossiler Kohlenstoff betrachtet.

1. Die Biomasse muss die Kriterien der Nachhaltigkeit und der Einsparung von Treibhausgasemissionen gemäß Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 (4) erfüllen.
2. Abweichend von der vorstehenden Nummer muss Biomasse, die in Abfällen und Rückständen enthalten ist oder aus diesen gewonnen wird, mit Ausnahme von Rückständen aus der Landwirtschaft, der Aquakultur, der Fischerei und der Forstwirtschaft, nur die in Artikel 29 Absatz 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien erfüllen. Dieser Buchstabe gilt auch für Abfälle und Rückstände, die zunächst zu einem Produkt verarbeitet werden, bevor sie zu Brennstoffen weiterverarbeitet werden.
3. 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.

(⁴) 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).

4. 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.
5. 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.

B.3.4 Relevante Parameter

Entsprechend den Formeln in den Abschnitten B.3.1 bis B.3.3 dieses Anhangs sind die folgenden Parameter für jeden Stoffstrom zu bestimmen:

1. Standardmethode, Verbrennung:

- Mindestanforderungen: Kraftstoffmenge (t oder m³), Emissionsfaktor (t CO₂/t oder t CO₂/m³).
- Empfohlene Verbesserung: Brennstoffmenge (t oder m³), NCV (TJ/t oder TJ/m³), Emissionsfaktor (t CO₂/TJ), Oxidationsfaktor, Biomasseanteil, Nachweis der Erfüllung der Kriterien von Abschnitt B.3.3.

2. Standardmethode, Prozessemissionen:

- Mindestanforderung: Tätigkeitsdaten (t oder m³), Emissionsfaktor (t CO₂/t oder t CO₂/m³).
- Empfohlene Verbesserung: Aktivitätsdaten (t oder m³), Emissionsfaktor (t CO₂/t oder t CO₂/m³), Umrechnungsfaktor.

3. Massenbilanz:

- Mindestanforderung: Materialmenge (t), Kohlenstoffgehalt (t C /t Material).
- Empfohlene Verbesserung: Materialmenge (t), Kohlenstoffgehalt (t C /t Material), NCV (TJ/t), Biomasseanteil, Nachweis der Erfüllung der Kriterien von Abschnitt B.3.3.

B.4 Anforderungen an die Tätigkeitsdaten

B.4.1 Kontinuierliche oder chargenweise Dosierung

Wenn die Mengen an Brennstoffen oder Materialien, einschließlich Waren oder Zwischenprodukten, für einen Berichtszeitraum bestimmt werden müssen, kann eine der folgenden Methoden gewählt und in der Dokumentation zur Überwachungsmethode festgelegt werden:

1. auf der Grundlage einer kontinuierlichen Messung an dem Prozess, bei dem das Material verbraucht oder hergestellt wird;
2. auf der Grundlage einer Aggregation der Zählung der getrennt (chargenweise) gelieferten oder erzeugten Mengen unter Berücksichtigung relevanter Bestandsänderungen. Zu diesem Zweck gilt Folgendes:
 - (a) Die während des Berichtszeitraums verbrauchte Brennstoff- oder Materialmenge wird berechnet als die während des Berichtszeitraums eingeführte Brennstoff- oder Materialmenge, abzüglich der ausgeführten Brennstoff- oder Materialmenge, zuzüglich der zu Beginn des Berichtszeitraums auf Lager befindlichen Brennstoff- oder Materialmenge,

abzüglich der am Ende des Berichtszeitraums auf Lager befindlichen Brennstoff- oder Materialmenge;

- (b) Das Produktionsniveau von Waren oder Zwischenprodukten wird berechnet als die während des Berichtszeitraums exportierte Menge abzüglich der importierten Menge, abzüglich der zu Beginn des Berichtszeitraums auf Lager befindlichen Produkt- oder Materialmenge, zuzüglich der am Ende des Berichtszeitraums auf Lager befindlichen Produkt- oder Materialmenge. Um Doppelzählungen zu vermeiden, werden Produkte eines Produktionsprozesses, die in denselben Produktionsprozess zurückgeführt werden, vom Produktionsniveau abgezogen.

Ist es technisch nicht möglich oder mit unverhältnismäßig hohen Kosten verbunden, die auf Lager befindlichen Mengen durch direkte Messung zu bestimmen, können diese Mengen auf der Grundlage einer der folgenden Möglichkeiten geschätzt werden:

1. Daten aus den Vorjahren und korreliert mit den entsprechenden Aktivitätsniveaus für den Berichtszeitraum;
2. dokumentierte Verfahren und entsprechende Daten in den geprüften Jahresabschlüssen für den Berichtszeitraum.

Ist die Ermittlung der Produkt-, Material- oder Brennstoffmengen für den gesamten Berichtszeitraum technisch nicht durchführbar oder mit unverhältnismäßig hohen Kosten verbunden, kann der nächstgeeignete Tag gewählt werden, um einen Berichtszeitraum vom folgenden zu trennen. Er ist entsprechend auf den erforderlichen Berichtszeitraum abzustimmen. Die Abweichungen für jedes Produkt, jedes Material oder jeden Brennstoff sind eindeutig festzuhalten, um die Grundlage für einen für den Berichtszeitraum repräsentativen Wert zu bilden, der in Bezug auf das nächste Jahr einheitlich zu betrachten ist.

B.4.2 Kontrolle des Betreibers über die Messsysteme

Die bevorzugte Methode zur Bestimmung der Mengen von Produkten, Materialien oder Brennstoffen besteht darin, dass der Anlagenbetreiber Messsysteme unter seiner eigenen Kontrolle einsetzt. Messsysteme, die nicht unter der Kontrolle des Anlagenbetreibers stehen, insbesondere wenn sie unter der Kontrolle des Lieferanten des Materials oder Brennstoffs stehen, können in den folgenden Fällen verwendet werden:

1. wenn der Betreiber nicht über ein eigenes Messsystem zur Ermittlung des jeweiligen Datensatzes verfügt;
2. wenn die Ermittlung des Datensatzes durch das eigene Messsystem des Betreibers technisch nicht machbar ist oder unverhältnismäßige Kosten verursachen würde;
3. wenn der Betreiber nachweisen kann, dass das Messsystem außerhalb der Kontrolle des Betreibers zuverlässigere Ergebnisse liefert und weniger anfällig für falsche Angaben ist.

Werden Messsysteme verwendet, die nicht unter der Kontrolle des Betreibers stehen, sind die folgenden Datenquellen zu verwenden:

- (1) Beträge aus Rechnungen, die von einem Handelspartner ausgestellt wurden, sofern ein Handelsgeschäft zwischen zwei unabhängigen Handelspartnern stattfindet;
- (2) direkte Ablesungen von den Messsystemen.

B.4.3 Anforderungen an Messsysteme

Es muss ein umfassendes Verständnis der mit der Messung von Brennstoff- und Materialmengen verbundenen Unsicherheit, einschließlich des Einflusses der Betriebsumgebung und gegebenenfalls der Unsicherheit der Bestandsbestimmung, vorhanden sein. Es sind Messgeräte auszuwählen, die die geringstmögliche Unsicherheit gewährleisten, ohne unverhältnismäßige Kosten zu verursachen,

und die für die Umgebung, in der sie eingesetzt werden, geeignet sind, in Übereinstimmung mit den geltenden technischen Normen und Anforderungen. Falls verfügbar, sind Geräte, die der gesetzlichen messtechnischen Kontrolle unterliegen, zu bevorzugen. In diesem Fall kann als Unsicherheitswert die höchstzulässige Messabweichung im Betrieb verwendet werden, die nach den einschlägigen nationalen Rechtsvorschriften über die gesetzliche messtechnische Kontrolle für die betreffende Messaufgabe zulässig ist.

Muss ein Messgerät wegen einer Funktionsstörung oder weil die Kalibrierung ergibt, dass die Anforderungen nicht mehr erfüllt werden, ersetzt werden, so ist es durch ein Gerät zu ersetzen, das den gleichen oder einen besseren Unsicherheitsgrad als das vorhandene Gerät aufweist.

B.4.4 Empfohlene Verbesserung

Es gilt als empfohlene Verbesserung, eine Messunsicherheit zu erreichen, die den Gesamtemissionen des Stoffstroms oder der Emissionsquelle entspricht, wobei die Unsicherheit für die größten Teile der Emissionen am geringsten ist. Zu Orientierungszwecken muss bei Emissionen von mehr als 500 000 t CO₂ pro Jahr die Unsicherheit über den gesamten Berichtszeitraum, gegebenenfalls unter Berücksichtigung von Bestandsänderungen, 1,5 % oder mehr betragen. Für Emissionen unter 10 000 t CO₂ pro Jahr ist eine Unsicherheit von weniger als 7,5 % akzeptabel.

B.5 Anforderungen an die Berechnungsfaktoren für CO₂

B.5.1 Methoden zur Bestimmung der Berechnungsfaktoren

Für die Bestimmung der Berechnungsfaktoren, die für die berechnungsbasierte Methodik erforderlich sind, kann eine der folgenden Methoden gewählt werden:

1. Verwendung von Standardwerten;
2. Verwendung von Proxy-Daten, die auf empirischen Korrelationen zwischen dem betreffenden Berechnungsfaktor und anderen, besser messbaren Eigenschaften beruhen;
3. Verwendung von Werten, die auf Laboranalysen beruhen.

Die Berechnungsfaktoren werden in Übereinstimmung mit dem Zustand bestimmt, der für die entsprechenden Tätigkeitsdaten verwendet wird, und beziehen sich auf den Zustand des Brennstoffs oder Materials, in dem dieser/dieses gekauft oder im emissionsverursachenden Prozess verwendet wird, bevor er/sie getrocknet oder anderweitig für die Laboranalyse behandelt wird. Wenn dies mit unverhältnismäßig hohen Kosten verbunden ist oder wenn eine höhere Genauigkeit erreicht werden kann, können die Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren durchgängig unter Bezugnahme auf den Zustand gemeldet werden, in dem die Laboranalysen durchgeführt werden.

B.5.2 Anwendbare Standardwerte

Standardwerte des Typs I gelten nur, wenn kein Standardwert des Typs II für denselben Parameter und dasselbe Material oder denselben Brennstoff verfügbar ist.

Die Standardwerte des Typs I lauten wie folgt:

- (a) Die Standardfaktoren sind in Anhang VIII aufgeführt;
- (b) Standardfaktoren, die in den neuesten IPCC-Leitlinien für Treibhausgasinventare⁵ enthalten sind; (c) Werte, die auf in der Vergangenheit durchgeführten Laboranalysen beruhen und nicht älter sind als 5 Jahre und gilt als repräsentativ für den Brennstoff oder das Material.

Die Standardwerte des Typs II lauten wie folgt:

⁵ Internationaler Ausschuss der Vereinten Nationen für Klimaänderungen (IPCC): IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare.

- (a) Standardfaktoren, die von dem Land, in dem sich die Anlage befindet, bei der letzten Vorlage des nationalen Inventars beim Sekretariat des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen verwendet wurden;
- (b) Werte, die von nationalen Forschungseinrichtungen, Behörden, Normungsgremien, statistischen Ämtern usw. zum Zweck einer stärker aufgeschlüsselten Emissionsberichterstattung veröffentlicht werden als unter dem vorherigen Punkt;
- (c) Werte, die vom Lieferanten eines Brennstoffs oder Materials spezifiziert und garantiert werden, wenn der Kohlenstoffgehalt nachweislich ein 95-prozentiges Konfidenzintervall von nicht mehr als 1 % aufweist;
- (d) stöchiometrische Werte für den Kohlenstoffgehalt und entsprechende Literaturwerte für den unteren Heizwert (NGW) eines reinen Stoffes;
- (e) Werte auf der Grundlage von Laboranalysen, die in der Vergangenheit durchgeführt wurden und nicht älter als zwei Jahre sind und als repräsentativ für den Brennstoff oder das Material gelten.

Um die Einheitlichkeit im Laufe der Zeit zu gewährleisten, sind alle verwendeten Standardwerte in den Unterlagen zur Überwachungsmethode festzulegen und nur dann zu ändern, wenn der neue Wert nachweislich angemessener und repräsentativer für den verwendeten Brennstoff oder das verwendete Material ist als der vorherige. Ändern sich die Standardwerte jährlich, so ist in den Unterlagen zur Überwachungsmethodik anstelle des Wertes selbst die maßgebliche Quelle für diesen Wert anzugeben.

B.5.3 Erstellung von Korrelationen zur Ermittlung von Proxydaten

Ein Näherungswert für den Kohlenstoffgehalt oder den Emissionsfaktor kann aus den folgenden Parametern in Verbindung mit einer empirischen Korrelation abgeleitet werden, die mindestens einmal jährlich gemäß den Anforderungen für Laboranalysen in Abschnitt B.5.4 dieses Anhangs wie folgt bestimmt wird:

- (a) Dichtemessung bestimmter Öle oder Gase, einschließlich solcher, die in der Raffinerie- oder Stahlindustrie üblich sind;
- (b) unterer Heizwert für bestimmte Kohlearten.

Die Korrelation muss den Anforderungen der guten industriellen Praxis entsprechen und darf nur auf Werte des Proxys angewendet werden, die in den Bereich fallen, für den sie ermittelt wurde.

B.5.4 Anforderungen an Laboranalysen

Sind Laboranalysen zur Bestimmung von Eigenschaften (einschließlich Feuchtigkeit, Reinheit, Konzentration, Kohlenstoffgehalt, Biomasseanteil, unterer Heizwert, Dichte) von Produkten, Materialien, Brennstoffen oder Abgasen oder zur Erstellung von Korrelationen zwischen Parametern zum Zweck der indirekten Bestimmung der erforderlichen Daten erforderlich, müssen die Analysen den Anforderungen dieses Abschnitts entsprechen.

Das Ergebnis einer Analyse darf nur für den Lieferzeitraum oder die Charge des Brennstoffs oder Materials verwendet werden, für den/die die Proben genommen wurden und für den/die die Proben repräsentativ sein sollten. Bei der Bestimmung eines bestimmten Parameters werden die Ergebnisse aller durchgeführten Analysen in Bezug auf diesen Parameter verwendet.

B.5.4.1 Verwendung von Normen

Alle Analysen, Probenahmen, Kalibrierungen und Validierungen zur Bestimmung der Berechnungsfaktoren werden nach Methoden durchgeführt, die auf den entsprechenden ISO-Normen basieren.

Stehen solche Normen nicht zur Verfügung, müssen die Methoden auf geeigneten EN- oder nationalen Normen oder auf Anforderungen beruhen, die in einem geeigneten Überwachungs-, Berichterstattungs- und Überprüfungssystem festgelegt sind. Gibt es keine anwendbaren veröffentlichten Normen, so können geeignete Normentwürfe, Leitlinien für bewährte Praktiken der Industrie oder andere wissenschaftlich erprobte Methoden verwendet werden, die eine Verzerrung der Probenahme und der Messung begrenzen.

B.5.4.2 Empfehlungen zum Probenahmeplan und zur Mindesthäufigkeit der Analysen

Es sind die in Tabelle 1 dieses Anhangs aufgeführten Mindesthäufigkeiten für die Analysen der relevanten Brennstoffe und Materialien zu verwenden. In den folgenden Fällen kann eine andere Analysehäufigkeit verwendet werden:

- (a) wenn in der Tabelle keine anwendbare Mindestfrequenz angegeben ist;
- (b) wenn ein geeignetes Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem eine andere Mindesthäufigkeit der Analysen für dieselbe Art von Material oder Brennstoff vorsieht;
- (c) wenn die in Tabelle 1 dieses Anhangs aufgeführte Mindesthäufigkeit zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde;
- (d) wenn nachgewiesen werden kann, dass auf der Grundlage historischer Daten, einschließlich der Analysewerte für die jeweiligen Brennstoffe oder Materialien im Berichtszeitraum, der dem aktuellen Berichtszeitraum unmittelbar vorausgeht, etwaige Schwankungen der Analysewerte für den jeweiligen Brennstoff oder das jeweilige Material nicht mehr als 1/3 der Unsicherheit bei der Bestimmung der Aktivitätsdaten des betreffenden Brennstoffs oder Materials betragen.

Ist eine Anlage nur während eines Teils des Jahres in Betrieb oder werden Brennstoffe oder Materialien in Chargen geliefert, die über mehr als einen Berichtszeitraum verbraucht werden, kann ein geeigneterer Zeitplan für die Analysen gewählt werden, sofern er zu einer vergleichbaren Unsicherheit führt wie der letzte Punkt des vorstehenden Unterabsatzes.

Tabelle 1: Mindesthäufigkeit der Analysen

Kraftstoff/Material	Mindesthäufigkeit der Analysen
Erdgas	Mindestens wöchentlich
Andere Gase, insbesondere Synthesegas und Prozessgase wie Raffinerie-Mischgas, Koksofengas, Hochofengas, Konvertergas, Ölfeld- und Gasfeldgas	Mindestens täglich - unter Anwendung geeigneter Verfahren zu verschiedenen Tageszeiten
Heizöle (z. B. leichtes, mittleres und schweres Heizöl, Bitumen)	Alle 20 000 Tonnen Kraftstoff und mindestens sechsmal pro Jahr
Kohle, Kokskohle, Koks, Petrolkoks, Torf	Alle 20 000 Tonnen Brennstoff/Material und mindestens sechsmal pro Jahr
Andere Brennstoffe	Alle 10 000 Tonnen Kraftstoff und mindestens viermal pro Jahr
Unbehandelter fester Abfall (rein fossil oder gemischt Biomasse/Fossil)	Alle 5 000 Tonnen Abfall und mindestens viermal pro Jahr

Flüssige Abfälle, vorbehandelte feste Abfälle	Alle 10 000 Tonnen Abfall und mindestens viermal pro Jahr
Karbonatminerale (einschließlich Kalkstein und Dolomit)	Alle 50 000 Tonnen Material und mindestens viermal pro Jahr
Kraftstoff/Material	Mindesthäufigkeit der Analysen
Tone und Schiefer	Materialmengen, die einem Ausstoß von 50 000 Tonnen CO ₂ entsprechen, und zwar mindestens viermal pro Jahr
Andere Materialien (Primär-, Zwischen- und Endprodukte)	Je nach Materialart und -variante Materialmengen, die einem Ausstoß von 50 000 Tonnen CO ₂ entsprechen, und zwar mindestens viermal pro Jahr

Die Proben müssen für die gesamte Charge oder den gesamten Zeitraum der Lieferungen, für die sie entnommen werden, repräsentativ sein. Um die Repräsentativität zu gewährleisten, sind die Heterogenität des Materials sowie alle anderen relevanten Aspekte zu berücksichtigen, wie z. B. die verfügbare Probenahmeausrüstung, eine mögliche Entmischung der Phasen oder die lokale Verteilung der Partikelgrößen, die Stabilität der Proben usw. Das Probenahmeverfahren ist in den Unterlagen zur Überwachungsmethodik festzulegen.

Es wird empfohlen, einen speziellen Probenahmeplan für jedes relevante Material oder jeden Brennstoff zu verwenden, der den geltenden Normen entspricht und die relevanten Informationen über die Methoden zur Vorbereitung der Proben enthält, einschließlich Informationen über Zuständigkeiten, Orte, Häufigkeit und Mengen sowie Methoden für die Lagerung und den Transport der Proben.

B.5.4.3 Empfehlungen für Laboratorien

Laboratorien, die Analysen zur Bestimmung von Berechnungsfaktoren durchführen, müssen gemäß ISO/IEC 17025 für die entsprechenden Analysemethoden akkreditiert sein. Nicht akkreditierte Laboratorien dürfen nur dann für die Bestimmung von Berechnungsfaktoren herangezogen werden, wenn nachgewiesen wird, dass der Zugang zu akkreditierten Laboratorien technisch nicht machbar ist oder unangemessene Kosten verursachen würde und dass das nicht akkreditierte Labor ausreichend kompetent ist. Ein Laboratorium gilt als hinreichend kompetent, wenn es alle folgenden Anforderungen erfüllt:

1. sie ist wirtschaftlich unabhängig vom Betreiber oder zumindest organisatorisch vor der Beeinflussung durch die Leitung der Anlage abgeschirmt;
2. sie wendet die geltenden Normen für die beantragten Analysen an;
3. sie beschäftigt Personal, das für die zugewiesenen spezifischen Aufgaben kompetent ist;
4. sie verwaltet die Probenahme und die Probenvorbereitung angemessen, einschließlich der Kontrolle der Probenintegrität;
5. es führt regelmäßig eine Qualitätssicherung von Kalibrierungen, Probenahmen und Analysemethoden durch, und zwar mit geeigneten Methoden, einschließlich der

regelmäßigen Teilnahme an Eignungsprüfungsprogrammen, der Anwendung von Analysemethoden auf zertifizierte Referenzmaterialien oder des Vergleichs mit einem akkreditierten Labor;

6. sie verwaltet die Ausrüstung angemessen, u. a. durch die Beibehaltung und Umsetzung von Verfahren für die Kalibrierung, Einstellung, Wartung und Reparatur der Ausrüstung und die Führung entsprechender Aufzeichnungen.

B.5.5 Empfohlene Methoden zur Bestimmung der Berechnungsfaktoren

Als Verbesserung wird empfohlen, Standardwerte nur für Quellenströme anzuwenden, die kleineren Emissionsmengen entsprechen, und Laboranalysen für alle größeren Quellenströme durchzuführen. In der folgenden Liste sind die anwendbaren Methoden in der Reihenfolge der zunehmenden Datenqualität aufgeführt:

1. Typ I Standardwerte;
2. Standardwerte vom Typ II;
3. Korrelationen zur Ermittlung von Proxydaten;
4. Analysen, die außerhalb der Kontrolle des Betreibers durchgeführt wurden, z. B. durch den Brennstoff- oder Materiallieferanten, die in den Kaufunterlagen enthalten sind, ohne nähere Angaben zu den angewandten Methoden;
5. Analysen in nicht akkreditierten Laboratorien oder in akkreditierten Laboratorien, aber mit vereinfachten Probenahmeverfahren;
6. Analysen in akkreditierten Laboratorien unter Anwendung bewährter Verfahren bei der Probenahme.

B.6 Anforderungen an eine messbasierte Methodik für CO₂ und N₂O

B.6.1 Allgemeine Bestimmungen

Eine auf Messungen basierende Methodik erfordert den Einsatz eines kontinuierlichen Emissionsmesssystems (CEMS), das an einem geeigneten Messpunkt installiert wird.

Für die Überwachung von N₂O-Emissionen ist die Anwendung der auf Messungen beruhenden Methodik obligatorisch. Für CO₂ ist sie nur anzuwenden, wenn sie nachweislich zu genaueren Daten führt als die auf Berechnungen beruhende Methodik. Es gelten die Anforderungen an die Unsicherheit von Messsystemen gemäß Abschnitt B.4.3 dieses Anhangs.

Das in die Atmosphäre abgegebene CO wird als die molare Äquivalentmenge von CO₂ behandelt.

Gibt es in einer Anlage mehrere Emissionsquellen, die nicht als eine Emissionsquelle gemessen werden können, so misst der Anlagenbetreiber die Emissionen aus diesen Quellen getrennt und addiert die Ergebnisse, um die Gesamtemissionen des betreffenden Gases während des Berichtszeitraums zu erhalten.

B.6.2 Methode und Berechnung

B.6.2.1 Emissionen eines Berichtszeitraums (Jahresemissionen)

Die Gesamtemissionen einer Emissionsquelle während des Berichtszeitraums werden ermittelt, indem alle Stundenwerte der gemessenen Treibhausgaskonzentration, multipliziert mit den Stundenwerten des Abgasstroms, während des Berichtszeitraums summiert werden, wobei die Stundenwerte Mittelwerte über alle einzelnen Messergebnisse der jeweiligen Betriebsstunde sind, wobei die Formel anzuwenden ist:

$$GHG\ EM_{total}[t] = \sum HoursOp(GHG_{conhourly,i} \cdot V_{hourly,i}) \cdot 10^{-6}[t/g] \quad (\text{Gleichung 16})$$

Wo:

$GHG\ EM_{total}$ sind die gesamten jährlichen Treibhausgasemissionen in Tonnen;

THG-Konzentration, c_i sind die stündlichen Konzentrationen der THG-Emissionen in g/Nm^3 im Abgasstrom, die während des Betriebs für die Stunde oder den kürzeren Bezugszeitraum i gemessen wurden;

$V_{hourly, i}$ ist das Rauchgasvolumen in Nm³ für eine Stunde oder einen kürzeren Bezugszeitraum i , bestimmt durch Integration des Durchsatzes über den Bezugszeitraum, und

$StundenOp$ = ist die Gesamtzahl der Stunden (oder kürzeren Bezugszeiträume), für die die auf Messungen beruhende Methodik angewendet wird, einschließlich der Stunden, für die Daten gemäß Abschnitt B.6.2.6 dieses Anhangs ersetzt wurden.

Der Index i bezieht sich auf die einzelne Betriebsstunde (oder Bezugszeiträume).

Vor der weiteren Verarbeitung werden für jeden gemessenen Parameter stündliche Mittelwerte berechnet, indem alle für die jeweilige Stunde verfügbaren Datenpunkte verwendet werden. Können Daten für kürzere Bezugszeiträume ohne zusätzliche Kosten gewonnen werden, so sind diese Zeiträume für die Bestimmung der jährlichen Emissionen zu verwenden.

B.6.2.2 Bestimmung der Treibhausgaskonzentration

Die Konzentration des betreffenden Treibhausgases im Abgas ist durch kontinuierliche Messung an einer repräsentativen Stelle mit einer der folgenden Methoden zu bestimmen:

- direkte Messung der Konzentration des Treibhausgases;
- indirekte Messung: Bei hoher Konzentration im Abgas kann die Konzentration des Treibhausgases durch eine indirekte Konzentrationsmessung unter Berücksichtigung der gemessenen Konzentrationswerte aller anderen Komponenten i des Gasstroms nach folgender Formel berechnet werden:

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

Wo:

$conci$ ist die Konzentration der Gaskomponente i .

B.6.2.3 CO₂-Emissionen aus Biomasse

Gegebenenfalls kann jede CO₂-Menge aus Biomasse, die den Kriterien in Abschnitt B.3.3 dieses Anhangs entspricht, von den gesamten gemessenen CO₂-Emissionen abgezogen werden, sofern eine der folgenden Methoden für die Menge der CO₂-Emissionen aus Biomasse verwendet wird:

1. eine auf Berechnungen basierende Methode, einschließlich Methoden, die Analysen und Probenahmen auf der Grundlage von ISO 13833 (Emissionen aus stationären Quellen - Bestimmung des Verhältnisses von aus Biomasse (biogenen) und fossilen Stoffen stammendem Kohlendioxid - Probenahme und Bestimmung von Radiokohlenstoff) verwenden;
2. ein anderes Verfahren auf der Grundlage einer einschlägigen Norm, einschließlich ISO 18466 (Emissionen aus stationären Quellen - Bestimmung des biogenen Anteils von CO₂ im Abgas nach der Bilanzmethode);
3. eine andere Methode, die im Rahmen eines zulässigen Überwachungs-, Melde- und Prüfsystems zulässig ist.

B.6.2.4 Bestimmung der CO₂e-Emissionen aus N₂O

Im Falle von N₂O-Messungen werden die jährlichen N₂O-Gesamtemissionen aus allen Emissionsquellen, die in Tonnen mit drei Dezimalstellen gemessen werden, anhand der folgenden Formel und der in Anhang VIII angegebenen GWP-Werte in jährliche CO₂e in gerundeten Tonnen umgerechnet:

$$CO_2e [t] = N_2O_{\text{jährlich}}[t] \times GWP_{N_2O} \quad (\text{Gleichung 18})$$

Wo:

$N_2O_{\text{jährlich}}$ sind die gesamten jährlichen N_2O -Emissionen, die gemäß Abschnitt B.6.2.1 dieses Anhangs berechnet werden.

B.6.2.5 Bestimmung des Abgasstroms

Der Abgasstrom kann nach einer der folgenden Methoden bestimmt werden:

- Berechnung mittels einer geeigneten Massenbilanz unter Berücksichtigung aller wesentlichen Parameter auf der Eingangsseite, einschließlich für die CO_2 -Emissionen mindestens der Eingangsmaterialfrachten, des Eingangsluftstroms und des Prozesswirkungsgrads, und auf der Ausgangsseite, einschließlich mindestens des Produktausstoßes und der Konzentration von Sauerstoff (O_2), Schwefeldioxid (SO_2) und Stickoxiden (NO_x);
- Bestimmung durch kontinuierliche Durchflussmessung an einer repräsentativen Stelle.

B.6.2.6 Behandlung von Messlücken

Ist die kontinuierliche Messeinrichtung für einen Parameter während eines Teils der Stunde oder des Bezugszeitraums außer Kontrolle, außerhalb des Messbereichs oder außer Betrieb, so wird der entsprechende Stundenmittelwert anteilig anhand der verbleibenden Datenpunkte für die betreffende Stunde oder den kürzeren Bezugszeitraum berechnet, sofern mindestens 80 % der maximalen Anzahl von Datenpunkten für einen Parameter verfügbar sind.

Stehen weniger als 80 % der maximalen Anzahl von Datenpunkten für einen Parameter zur Verfügung, sind die folgenden Methoden anzuwenden.

- Bei einem Parameter, der direkt als Konzentration gemessen wird, wird ein Substitutionswert als Summe einer durchschnittlichen Konzentration und der doppelten Standardabweichung, die mit diesem Durchschnitt verbunden ist, unter Anwendung der folgenden Gleichung verwendet:

$$*_{subst} = C\bar{C} + 2 \sigma_c \quad (\text{Gleichung 19})$$

Wo:

$C\bar{C}$ ist das arithmetische Mittel der Konzentration des spezifischen Parameters über den gesamten Berichtszeitraum oder, wenn zum Zeitpunkt des Datenverlusts besondere Umstände vorlagen, ein geeigneter Zeitraum, der die besonderen Umstände widerspiegelt, und

σ_c ist die beste Schätzung der Standardabweichung der Konzentration des spezifischen Parameters über den gesamten Berichtszeitraum oder, wenn zum Zeitpunkt des Datenverlusts besondere Umstände vorlagen, über einen angemessenen Zeitraum, der diese besonderen Umstände widerspiegelt.

Ist der Berichtszeitraum für die Ermittlung solcher Substitutionswerte aufgrund erheblicher technischer Änderungen in der Anlage nicht anwendbar, so wird ein anderer hinreichend repräsentativer Zeitraum für die Ermittlung des Durchschnitts und der Standardabweichung gewählt, der nach Möglichkeit mindestens sechs Monate beträgt.

- Im Falle eines anderen Parameters als der Konzentration sind Ersatzwerte durch ein geeignetes Massenbilanzmodell oder eine Energiebilanz des Prozesses zu bestimmen. Dieses Modell ist unter Verwendung der übrigen gemessenen Parameter der auf Messungen beruhenden Methodik und von Daten unter regulären Arbeitsbedingungen zu validieren, wobei ein Zeitraum zu berücksichtigen ist, der der Dauer der Datenlücke entspricht.

B.6.3 Anforderungen an die Qualität

Alle Messungen werden nach Methoden durchgeführt, die auf:

1. ISO 20181:2023 Emissionen aus stationären Quellen - Qualitätssicherung von automatischen Messsystemen
2. ISO 14164: 1999 Emissionen aus stationären Quellen - Bestimmung des Volumendurchsatzes von Gasströmen in Kanälen - Automatisiertes Verfahren
3. ISO 14385-1:2014 Emissionen aus stationären Quellen - Treibhausgase - Teil 1: Kalibrierung von automatischen Messsystemen
4. ISO 14385-2:2014 Emissionen aus stationären Quellen - Treibhausgase - Teil 2: Laufende Qualitätskontrolle von automatischen Messsystemen
5. andere einschlägige ISO-Normen, insbesondere ISO 16911-2 (Emissionen aus stationären Quellen - Manuelle und automatische Bestimmung der Geschwindigkeit und des Volumenstroms in Kanälen).

Gibt es keine anwendbaren veröffentlichten Normen, so sind geeignete Normentwürfe, Leitlinien für bewährte Praktiken der Industrie oder andere wissenschaftlich erprobte Methoden zu verwenden, die Stichproben- und Messfehler einschränken.

Es sind alle relevanten Aspekte des kontinuierlichen Messsystems zu berücksichtigen, einschließlich des Standorts der Ausrüstung, der Kalibrierung, der Messung, der Qualitätssicherung und der Qualitätskontrolle.

Laboratorien, die Messungen, Kalibrierungen und relevante Gerätebeurteilungen für kontinuierliche Messsysteme durchführen, müssen gemäß ISO/IEC 17025 für die betreffenden Analysemethoden oder Kalibriertätigkeiten akkreditiert sein. Verfügt das Laboratorium nicht über eine solche Akkreditierung, muss eine ausreichende Kompetenz gemäß Abschnitt B.5.4.3 dieses Anhangs sichergestellt werden.

B.6.4 Bestätigende Berechnungen

CO₂-Emissionen, die nach einer auf Messungen beruhenden Methodik ermittelt wurden, werden durch die Berechnung der jährlichen Emissionen jedes betreffenden Treibhausgases für dieselben Emissionsquellen und Stoffströme bestätigt. Zu diesem Zweck können die in den Abschnitten B.4 bis B.6 dieses Anhangs festgelegten Anforderungen gegebenenfalls vereinfacht werden.

B.6.5 Mindestanforderungen für kontinuierliche Emissionsmessungen

Als Mindestanforderung ist eine Unsicherheit von 7,5 % der Treibhausgasemissionen einer Emissionsquelle über den gesamten Berichtszeitraum zu erreichen. Bei kleineren Emissionsquellen oder unter außergewöhnlichen Umständen kann eine Unsicherheit von 10 % zugelassen werden. Es wird empfohlen, bei Emissionsquellen, die mehr als 100 000 Tonnen fossiles CO_{2e} pro Berichtszeitraum emittieren, eine Unsicherheit von mindestens 2,5 % zu erreichen.

B.7 Anforderungen an die Bestimmung der Emissionen perfluorierter Kohlenwasserstoffe

Die Überwachung erstreckt sich auf Emissionen perfluorierter Kohlenwasserstoffe (PFC), die durch Anodeneffekte entstehen, einschließlich diffuser Emissionen perfluorierter Kohlenwasserstoffe. Emissionen, die nicht auf Anodeneffekte zurückzuführen sind, werden auf der Grundlage von

Schätzverfahren ermittelt, die der bewährten Praxis der Industrie entsprechen, insbesondere den Leitlinien des Internationalen Aluminiuminstituts.

Die PFC-Emissionen werden anhand der in einem Kanal oder Schornstein messbaren Emissionen ("Emissionen aus Punktquellen") sowie der diffusen Emissionen unter Verwendung der Abscheideleistung des Kanals berechnet:

$$PFC\text{-Emissionen (gesamt)} = PFC\text{-Emissionen (Kanal)} / \text{Abscheidegrad} \quad (\text{Gleichung 20})$$

Der Abscheidegrad wird bei der Ermittlung der anlagenspezifischen Emissionsfaktoren gemessen.

Die Emissionen von CF_4 und C_2F_6 , die durch einen Kanal oder Schornstein emittiert werden, werden nach einer der folgenden Methoden berechnet:

1. Methode A, bei der die Anodeneffektminuten pro Zelltag aufgezeichnet werden;
2. Methode B, bei der die Überspannung des Anodeneffekts aufgezeichnet wird.

B.7.1 Berechnungsmethode A - Neigungsmethode

Zur Bestimmung der PFC-Emissionen sind die folgenden Gleichungen zu verwenden:

$$CF_4\text{-Emissionen [t]} = AEM \times (SEFCF_4/1000) \times Pr_{Al} \quad (\text{Gleichung 21})$$

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

Wobei:

AEM ist der Anodeneffekt in Minuten pro Zelltag;

$SEFCF_4$ ist der Steigungsemissionsfaktor, ausgedrückt in (kg CF_4 / t erzeugtes Al) / (Anodeneffektminuten / Zelltag)]. Werden unterschiedliche Zelltypen verwendet, können gegebenenfalls unterschiedliche SEF angewandt werden;

Pr_{Al} ist die Produktion von Primäraluminium [t] während des Berichtszeitraums, und

$FC_{C_2F_6}$ ist der Gewichtsanteil von C_2F_6 [t C_2F_6 / t CF_4].

Die Anodeneffekt-Minuten pro Zelltag drücken die Häufigkeit der Anodeneffekte aus (Anzahl Anodeneffekte / Zelltag) multipliziert mit der durchschnittlichen Dauer der Anodeneffekte (Anodeneffektminuten / Vorkommen):

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

Emissionsfaktor: Der Emissionsfaktor für CF_4 (Steigungsemissionsfaktor, $SEFCF_4$) drückt die Menge [kg] an CF_4 aus, die pro Tonne Aluminium, die pro Anodeneffektminute pro Zelltag produziert wird, emittiert wird. Der Emissionsfaktor (Gewichtsanteil $FC_{C_2F_6}$) für C_2F_6 drückt die Menge [kg] an emittiertem C_2F_6 im Verhältnis zur Menge [kg] an emittiertem CF_4 aus.

Mindestanforderung: Es werden technologiespezifische Emissionsfaktoren aus Tabelle 2 dieses Anhangs verwendet.

Empfohlene Verbesserung: Anlagenspezifische Emissionsfaktoren für CF_4 und C_2F_6 werden durch kontinuierliche oder intermittierende Feldmessungen ermittelt. Bei der Bestimmung dieser Emissionsfaktoren sind die bewährten Praktiken der Industrie anzuwenden, insbesondere die jüngsten Leitlinien des Internationalen Aluminiuminstituts. Der Emissionsfaktor berücksichtigt auch Emissionen im Zusammenhang mit Nichtanodeneffekten. Jeder Emissionsfaktor ist mit einer maximalen Unsicherheit von $\pm 15\%$ zu bestimmen. Die Emissionsfaktoren sind mindestens alle drei Jahre oder früher zu bestimmen, wenn dies aufgrund relevanter Änderungen in der Anlage erforderlich ist. Zu den relevanten Änderungen gehören eine Änderung der Verteilung der Anodeneffektdauer oder eine Änderung des Regelungsalgorithmus, die sich auf die Mischung der Arten von Anodeneffekten oder die Art der Anodeneffekt-Abschaltroutine auswirkt.

Tabelle 2: Technologiespezifische Emissionsfaktoren bezogen auf die Tätigkeitsdaten für die Steigungsmethode.

Technologie	Emissionsfaktor für CF₄ (SEFCF₄) [(kg CF₄/t Al) / (AE- Mins/Zelltag)]	Emissionsfaktor für C₂F₆ (FC₂F₆) [t C₂F₆/ t CF₄]
Vorhandene Punktzuführung vor dem Backen (PFPB L)	0,122	0,097
Moderne Punktzuführung vor dem Backen (PFPB M)	0,104	0,057
Modernes punktgespeistes Vorbacken ohne vollautomatische Anodeneffekt-Eingriffsstrategien für PFC-Emissionen (PFPB MW)	- (*)	- (*)
Center Worked Prebake (CWPB)	0,143	0,121
Seitlich bearbeiteter Vorbacken (SWPB)	0,233	0,280
Vertikaler Bolzen Søderberg (VSS)	0,058	0,086
Horizontaler Bolzen Søderberg (HSS)	0,165	0,077

(*) Die Anlage muss den Faktor durch eigene Messungen ermitteln. Ist dies technisch nicht machbar oder mit unverhältnismäßig hohen Kosten verbunden, sind die Werte der CWPB-Methode zu verwenden.

B.7.2 Berechnungsmethode B - Überspannungsmethode

Für die Überspannungsmethode sind die folgenden Gleichungen zu verwenden:

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

$$C_2F_6\text{-Emissionen [t]} = CF_4\text{-Emissionen} \times FC_2F_6 \quad (\text{Gleichung 25})$$

Wo:

OVC ist der Überspannungskoeffizient ("Emissionsfaktor"), ausgedrückt in kg CF₄ pro Tonne erzeugtem Aluminium pro mV Überspannung;

AEO ist die Anodeneffekt-Überspannung pro Zelle [mV], bestimmt als Integral von (Zeit × Spannung über der Zielspannung) geteilt durch die Zeit (Dauer) der Datenerfassung;

CE ist der durchschnittliche aktuelle Wirkungsgrad der Aluminiumproduktion [%];

Pr_{Al} ist die jährliche Produktion von Primäraluminium [t], und

FC₂F₆ ist der Gewichtsanteil von C₂F₆ [t C₂F₆ / t CF₄].

Der Begriff *AEO/CE* (Anode effect overvoltage / current efficiency) drückt die zeitintegrierte durchschnittliche Anodeneffekt-Überspannung [mV overvoltage] pro durchschnittlicher Stromeffizienz [%] aus.

Mindestanforderung: Es sind technologiespezifische Emissionsfaktoren aus Tabelle 3 dieses Anhangs zu verwenden.

Empfohlene Verbesserung: Für CF_4 werden anlagenspezifische Emissionsfaktoren verwendet $[(\text{kg } \text{CF}_4 / \text{t Al}) / (\text{mV})]$ und C_2F_6 $[\text{t } \text{C}_2\text{F}_6 / \text{t } \text{CF}_4]$ durch kontinuierliche oder intermittierende Feldmessungen ermittelt. Bei der Bestimmung dieser Emissionsfaktoren sind die bewährten Praktiken der Industrie anzuwenden, insbesondere die jüngsten Leitlinien des Internationalen Aluminiuminstituts. Die Emissionsfaktoren

werden mit einer maximalen Unsicherheit von jeweils $\pm 15\%$ bestimmt. Die Emissionsfaktoren sind mindestens alle drei Jahre oder früher zu bestimmen, wenn dies aufgrund relevanter Änderungen in der Anlage erforderlich ist. Zu den relevanten Änderungen gehören eine Änderung der Verteilung der Anodeneffektdauer oder eine Änderung des Steuerungsalgorithmus, die sich auf die Mischung der Arten von Anodeneffekten oder die Art der Anodeneffekt-Abschaltroutine auswirkt

Tabelle 3: Technologiespezifische Emissionsfaktoren in Bezug auf Überspannungsaktivitätsdaten.

Technologie	Emissionsfaktor für CF_4 [(kg $\text{CF}_4/\text{t Al}$) / mV]	Emissionsfaktor für C_2F_6 [t $\text{C}_2\text{F}_6/\text{t CF}_4$]
Center Worked Prebake (CWPB)	1,16	0,121
Seitlich bearbeiteter Vorbacken (SWPB)	3,65	0,252

B.7.3 Bestimmung der CO₂e-Emissionen

Die CO₂e-Emissionen werden wie folgt aus den CF₄- und C₂F₆-Emissionen berechnet, wobei die in Anhang VIII aufgeführten Treibhauspotenziale verwendet werden.

$$\text{PFC-Emissionen [t CO}_2\text{e}] = \text{CF}_4\text{-Emissionen [t]} \times \text{GWPCF}_4 + \text{C}_2\text{F}_6\text{-Emissionen [t]} \times \text{GWPC}_2\text{F}_6$$

(Gleichung 26)

B.8 Anforderungen für CO₂-Transfers zwischen Anlagen

B.8.1 In Gasen enthaltenes CO₂ ("inhärentes CO₂")

Inhärentes CO₂, das in eine Anlage eingebracht wird, einschließlich des in Erdgas, einem Abgas (einschließlich Hochofen- oder Koksofengas) oder in Prozess-Inputs (einschließlich Synthesegas) enthaltenen CO₂, wird in den Emissionsfaktor für diesen Stoffstrom einbezogen.

Wird inhärentes CO₂ aus der Anlage als Teil eines Stoffstroms an eine andere Anlage weitergeleitet, so wird es nicht zu den Emissionen der Anlage gezählt, aus der es stammt. Wird inhärentes CO₂ jedoch emittiert (z. B. durch Abgasen oder Abfackeln) oder an Stellen weitergeleitet, die die Emissionen nicht selbst für die Zwecke dieser Verordnung oder eines geeigneten Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystems überwachen, so wird es zu den Emissionen der Anlage gezählt, aus der es stammt.

B.8.2 Berechtigung zum Abzug von gespeichertem oder verwendetem CO₂

In den folgenden Fällen kann CO₂, das aus fossilem Kohlenstoff stammt und aus der Verbrennung oder aus Prozessen stammt, die zu Prozessemissionen führen, oder das aus anderen Anlagen importiert wird, auch in Form von inhärentem CO₂, als nicht emittiert angerechnet werden:

1. wenn das CO₂ innerhalb der Anlage verwendet oder aus der Anlage heraus in einen der folgenden Bereiche geleitet wird:
 - (a) eine Anlage zur CO₂-Abscheidung, die die Emissionen für die Zwecke dieser Verordnung überwacht, oder ein geeignetes Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem;

- (b) eine Anlage oder ein Transportnetz für die langfristige geologische Speicherung von CO₂, die bzw. das die Emissionen für die Zwecke dieser Verordnung überwacht, oder ein in Frage kommendes Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem;

- (c) eine Speicherstätte für die langfristige geologische Speicherung, in der die Emissionen für die Zwecke dieser Verordnung überwacht werden, oder ein geeignetes Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem.
2. Wenn das CO₂ innerhalb der Anlage verwendet oder aus der Anlage heraus an eine Stelle weitergeleitet wird, die die Emissionen für die Zwecke dieser Verordnung oder eines in Frage kommenden Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystems überwacht, um Produkte herzustellen, in denen der aus dem CO₂ stammende Kohlenstoff dauerhaft chemisch gebunden ist, so dass er bei normalem Gebrauch nicht in die Atmosphäre gelangt, einschließlich jeder normalen Tätigkeit, die nach dem Ende der Lebensdauer des Produkts im Sinne des gemäß Artikel 12 Absatz 3b der Richtlinie 2003/87/EG erlassenen delegierten Rechtsakts stattfindet.

CO₂, das zu den unter den Nummern 1 und 2 genannten Zwecken in eine andere Anlage verbracht wird, kann nur dann als nicht emittiert bilanziert werden, wenn für die gesamte Verarbeitungskette bis zur Speicherstätte oder Anlage der CO₂-Verwendung, einschließlich der Transportunternehmen, der Anteil des tatsächlich gespeicherten oder zur Herstellung chemisch stabiler Produkte verwendeten CO₂ im Vergleich zur Gesamtmenge des aus der Ursprungsanlage verbrachten CO₂ nachgewiesen wird.

Wird CO₂ innerhalb derselben Anlage für die Zwecke der Nummern 1 und 2 verwendet, sind die in den Abschnitten 21 bis 23 des Anhangs IV der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission (⁶) genannten Überwachungsmethoden anzuwenden.

B.8.3 Überwachungsregeln für CO₂-Transfers

Die Identität und die Kontaktdaten einer verantwortlichen Person der übernehmenden Anlagen oder Einrichtungen sind in den Unterlagen zur Überwachungsmethodik eindeutig festzuhalten. Die CO₂-Menge, die als nicht emittiert gilt, ist in der Mitteilung gemäß Anhang IV anzugeben.

Die Identität und die Kontaktdaten einer verantwortlichen Person der Anlagen oder Unternehmen, von denen CO₂ aufgenommen wurde, sind in den Unterlagen zur Überwachungsmethodik eindeutig festzuhalten. Die Menge des erhaltenen CO₂ ist in der Mitteilung gemäß Anhang IV anzugeben.

Für die Bestimmung der CO₂-Menge, die von einer Anlage auf eine andere übertragen wird, ist eine auf Messungen beruhende Methode zu verwenden. Für die Menge des dauerhaft chemisch gebundenen CO₂ in den Produkten ist eine auf Berechnungen basierende Methodik zu verwenden, vorzugsweise unter Verwendung einer Massenbilanz. Die angewandten chemischen Reaktionen und alle relevanten stöchiometrischen Faktoren sind in der Dokumentation der Überwachungsmethode festzuhalten.

B.9 Sektorspezifische Anforderungen

B.9.1 Zusätzliche Regeln für Verbrennungseinheiten

Emissionen aus der Verbrennung umfassen alle CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen, einschließlich Abfällen, unabhängig von einer anderen Klassifizierung solcher Emissionen oder Brennstoffe. Wenn unklar ist, ob ein Material als Brennstoff oder als Prozessinput dient, z. B. bei der Reduktion von Metallerzen, sind die Emissionen dieses Materials in gleicher Weise zu überwachen wie die Emissionen aus der Verbrennung. Alle stationären Verbrennungsanlagen sind zu berücksichtigen, einschließlich Kessel, Brenner, Turbinen, Erhitzer, Öfen, Verbrennungsanlagen, Kalzinieranlagen, Brennöfen, Öfen, Trockner, Motoren, Brennstoffzellen, Verbrennungsanlagen mit chemischem Kreislauf, Fackeln, thermische oder katalytische Nachverbrennungsanlagen.

-
- (6) Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission vom 19. Dezember 2018 über die Überwachung von und 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. L334 vom 31.12.2018, S.1).

Die Überwachung umfasst ferner CO₂-Emissionen aus der Rauchgaswäsche, insbesondere CO₂ aus Kalkstein oder anderen Karbonaten für die Entschwefelung und ähnliche Wäschen sowie aus Harnstoff, der in De-NO_x-Anlagen verwendet wird.

B.9.1.1 Entschwefelung und andere saure Gaswäschen

Die prozessbedingten CO₂-Emissionen aus der Verwendung von Karbonaten für die saure Gaswäsche aus dem Abgasstrom werden auf der Grundlage des verbrauchten Karbonats berechnet (Methode A). Im Falle der Entschwefelung kann die Berechnung alternativ auf der Grundlage der erzeugten Gipsmenge erfolgen (Methode B). In letzterem Fall ist der Emissionsfaktor das stöchiometrische Verhältnis von trockenem Gips (CaSO₄×2H₂O) zu emittiertem CO₂: 0,2558 t CO₂/t Gips.

B.9.1.2 De-NO_x

Wird Harnstoff als Reduktionsmittel in einer De-NO_x-Anlage verwendet, so sind die CO₂-Emissionen aus seiner Verwendung nach Methode A zu berechnen, wobei ein Emissionsfaktor auf der Grundlage des stöchiometrischen Verhältnisses von 0,7328 t CO₂/t Harnstoff anzuwenden ist.

B.9.1.3 Überwachung von Fackeln

Bei der Berechnung der Emissionen aus Abfackelanlagen ist sowohl das routinemäßige Abfackeln als auch das betriebsbedingte Abfackeln (Auslösung, An- und Abfahren sowie Notablass) zu berücksichtigen. Das in den abgefackelten Gasen enthaltene CO₂ ist einzubeziehen.

Ist eine genauere Überwachung technisch nicht machbar oder würde sie zu unangemessenen Kosten führen, wird ein Referenzemissionsfaktor von 0,00393 t CO₂/Nm³ verwendet, der von der Verbrennung von reinem Ethan abgeleitet ist, das als konservativer Ersatz für Fackelgase verwendet wird.

Als Verbesserung wird empfohlen, anlagenspezifische Emissionsfaktoren zu bestimmen, die aus einer Schätzung des Molekulargewichts des Fackelgasstroms abgeleitet werden, wobei eine auf Industriestandardmodellen basierende Prozessmodellierung verwendet wird. Unter Berücksichtigung der relativen Anteile und der Molekulargewichte der einzelnen beitragenden Ströme wird ein gewichteter Jahresdurchschnittswert für das Molekulargewicht des Fackelgases abgeleitet.

Bei Aktivitätsdaten ist eine höhere Messunsicherheit als bei anderen verbrannten Brennstoffen akzeptabel.

B.9.2 Zusätzliche Vorschriften für Emissionen aus der Zementklinkerherstellung

B.9.2.1 Zusätzliche Regeln für Methode A (inputbasiert)

Wird zur Bestimmung der Prozessemissionen die Methode A (auf der Grundlage des Ofeninputs) angewandt, so gelten die folgenden besonderen Regeln:

- Wenn Zementofenstaub (CKD) oder Bypass-Staub das Ofensystem verlässt, werden die entsprechenden Mengen an Rohmaterial nicht als Prozess-Input betrachtet. Die Emissionen aus CKD sind gemäß Abschnitt B.9.2.3 dieses Anhangs getrennt zu berechnen.

- Es können entweder das Rohmehl als Ganzes oder einzelne Einsatzstoffe charakterisiert werden, wobei Doppelzählungen oder Auslassungen von zurückgegebenen oder übergangenen Stoffen zu vermeiden sind. Werden die Tätigkeitsdaten auf der Grundlage des produzierten Klinkers ermittelt, kann die Nettomenge des Rohmehls anhand eines standortspezifischen empirischen

Rohmehl/Klinker-Verhältnisses bestimmt werden. Dieses Verhältnis ist mindestens einmal pro Jahr unter Anwendung der Leitlinien für bewährte Praktiken der Industrie zu aktualisieren.

B.9.2.2 Zusätzliche Regeln für Methode B (outputbasiert)

Wird zur Bestimmung der Prozessemissionen die Methode B (basierend auf dem Klinkerausstoß) angewandt, gelten die folgenden besonderen Regeln:

Die Tätigkeitsdaten werden als die Klinkerproduktion [t] während des Berichtszeitraums auf eine der folgenden Arten ermittelt:

- durch direktes Wiegen des Klinkers;
- auf der Grundlage der Zementlieferungen durch eine Materialbilanz unter Berücksichtigung des Klinkerversands, der Klinkerlieferungen sowie der Klinkerbestandsschwankungen nach der folgenden Formel:

$$Cl_{iprod} = (Cem_{deliv} - Cem_{SV}) \cdot CCR - Cl_{is} + Cl_{id} - Cl_{iSV} \quad \text{(Gleichung 27)}$$

Wo:

Cl_{iprod} ist die Menge des produzierten Klinkers, ausgedrückt in

Tonnen; Cem_{deliv} ist die Menge der Zementlieferungen,

ausgedrückt in Tonnen; Cem_{SV} sind die

Zementlagerschwankungen, ausgedrückt in Tonnen;

CCR ist das Klinker-Zement-Verhältnis (Tonnen Klinker pro Tonne Zement);

Cl_{is} ist die Menge des gelieferten Klinkers in Tonnen;

Cl_{id} ist die Menge des versandten Klinkers, ausgedrückt in Tonnen, und

Cl_{iSV} ist die Menge der Klinkerbestandsschwankungen, ausgedrückt in Tonnen.

Das Klinker-Zement-Verhältnis wird entweder für jedes der verschiedenen Zementprodukte getrennt auf der Grundlage von Laboranalysen gemäß Abschnitt B.5.4 abgeleitet oder als Verhältnis aus der Differenz von Zementlieferungen und Lagerbestandsveränderungen und allen als Zusatzstoffe zum Zement verwendeten Materialien einschließlich Bypass-Staub und Zementofenstaub berechnet.

Als Mindestanforderung zur Bestimmung des Emissionsfaktors wird ein Standardwert von 0,525 t CO₂/t Klinker angesetzt.

B.9.2.3 Emissionen im Zusammenhang mit weggeworfenem Staub

CO₂-Prozessemissionen aus Bypass-Staub oder Zementofenstaub (CKD), der das Ofensystem verlässt, werden zu den Emissionen hinzugerechnet, korrigiert um einen Teilkalzinierungsgrad des CKD.

Mindestanforderung: Es ist ein Emissionsfaktor von 0,525 t CO₂/t Staub anzuwenden.

Empfohlene Verbesserung: Der Emissionsfaktor (EF) wird mindestens einmal jährlich gemäß den Bestimmungen von Abschnitt B.5.4 dieses Anhangs und unter Verwendung der folgenden Formel bestimmt:

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

Wo:

EF_{CKD} ist der Emissionsfaktor von teilweise kalziniertem Zementofenstaub [t CO₂/t CKD];
 EF_{Cl} ist der anlagenspezifische Emissionsfaktor von Klinker [t CO₂/t Klinker], und
 d ist der Grad der CKD-Kalziniierung (freigesetztes CO₂ in % des gesamten Carbonat-CO₂ in der Rohmischung).

B.9.3 Zusätzliche Vorschriften für Emissionen aus der Salpetersäureproduktion

B.9.3.1 Allgemeine Regeln für die N₂O-Messung

Die N₂O-Emissionen sind nach einer auf Messungen beruhenden Methodik zu bestimmen. Die N₂O-Konzentrationen im Abgas jeder Emissionsquelle sind an einem repräsentativen Punkt nach der NO_x/N₂O-Minderungsanlage zu messen, sofern eine Minderungsmaßnahme eingesetzt wird. Es sind Verfahren anzuwenden, mit denen die N₂O-Konzentrationen aller Emissionsquellen sowohl bei reduzierter als auch bei unreduzierter Emission gemessen werden können. Alle Messungen sind erforderlichenfalls auf Trockengasbasis umzurechnen und konsistent zu berichten.

B.9.3.2 Bestimmung des Abgasstroms

Zur Überwachung des Abgasstroms ist die in Abschnitt B.6.2.5 dieses Anhangs beschriebene Massenbilanzmethode zu verwenden, es sei denn, sie ist technisch nicht durchführbar. In diesem Fall kann eine alternative Methode angewandt werden, einschließlich einer anderen Massenbilanzmethode, die auf signifikanten Parametern wie der Ammoniakzufuhr beruht, oder der Bestimmung des Durchflusses durch kontinuierliche Emissionsdurchflussmessung.

Der Abgasstrom ist nach der folgenden Formel zu berechnen:

$$V_{\text{Abgasstrom}} [\text{Nm}^3 / \text{h}] = v_{\text{air}} \times (1 - O_{2,\text{Luft}}) / (1 - O_{2,\text{Abgas}}) \quad (\text{Gleichung 29})$$

Wo:

v_{air} ist der gesamte Eingangsluftstrom in Nm³ /h bei

Standardbedingungen; $O_{2,\text{Luft}}$ ist der Volumenanteil von O₂ in

trockener Luft (= 0,2095), und $O_{2,\text{Rauchgas}}$ ist der Volumenanteil von O₂ im Rauchgas.

v_{air} ist als die Summe aller in die Salpetersäureproduktionsanlage eintretenden Luftströme zu berechnen, insbesondere der Primär- und Sekundärluft sowie gegebenenfalls der Sperrluft.

Alle Messungen sind auf Trockengasbasis umzurechnen und einheitlich anzugeben.

B.9.3.3 Sauerstoff (O₂)-Konzentrationen

Soweit dies für die Berechnung des Abgasstroms gemäß Abschnitt B.9.3.2 dieses Anhangs erforderlich ist, sind die Sauerstoffkonzentrationen im Abgas unter Anwendung der in Abschnitt B.6.2.2 dieses Anhangs festgelegten Anforderungen zu messen. Alle Messungen sind auf Trockengasbasis einzustellen und einheitlich anzugeben.

C. WÄRMEFLÜSSE

C.1 Regeln für die Bestimmung der messbaren Nettowärme

C.1.1 Grundsätze

Alle angegebenen messbaren Wärmemengen beziehen sich immer auf die Nettowärmemenge, die als Wärmehalt (Enthalpie) des Wärmestroms bestimmt wird, der an den wärmeverbrauchenden Prozess oder externen Verbraucher abgegeben wird, abzüglich des Wärmehalts des Rückstroms.

Wärme verbrauchende Prozesse, die für den Betrieb der Wärmeerzeugung und -verteilung erforderlich sind, wie z. B. Entlüfter, Frischwasseraufbereitung und regelmäßige

Abblasvorgänge, sind bei der Effizienz des Wärmesystems zu berücksichtigen und in die eingebetteten Emissionen von Gütern einzubeziehen.

Wird ein und derselbe Wärmeträger von mehreren aufeinanderfolgenden Prozessen genutzt und seine Wärme ausgehend von verschiedenen Temperaturniveaus verbraucht, so ist die von jedem wärmeverbrauchenden Prozess verbrauchte Wärmemenge

Prozesses sind getrennt zu ermitteln, es sei denn, die Prozesse sind Teil des Gesamtproduktionsprozesses derselben Waren. Das Wiederaufheizen des Übertragungsmediums zwischen aufeinanderfolgenden wärmeverbrauchenden Prozessen ist wie eine zusätzliche Wärmeerzeugung zu behandeln.

Wird Wärme zur Kühlung durch Absorptionskühlung verwendet, so gilt dieser Kühlprozess als der Wärme verbrauchende Prozess.

C.1.2 Methodik zur Bestimmung der Netto-Wärmemengen, die messbar sind

Bei der Auswahl der Datenquellen für die Quantifizierung der Energieströme gemäß Abschnitt A.4 dieses Anhangs sind die folgenden Methoden zur Bestimmung der Nettomengen der messbaren Wärme zu berücksichtigen:

C.1.2.1 Methode 1: Verwendung von Messungen

Bei dieser Methode sind alle relevanten Parameter zu messen, insbesondere Temperatur, Druck, Zustand des übertragenen sowie des zurückgeführten Wärmeträgers. Bei Dampf bezieht sich der Zustand des Mediums auf seine Sättigung oder den Grad der Überhitzung. Der (volumetrische) Durchfluss des Wärmeträgers wird gemessen. Anhand der gemessenen Werte sind die Enthalpie und das spezifische Volumen des Wärmeträgers mit Hilfe geeigneter Dampftabellen oder technischer Software zu bestimmen.

Der Massendurchsatz des Mediums wird wie folgt berechnet

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

Wo:

\dot{m} ist der Massendurchsatz in kg/s;

V ist der Volumenstrom in m^3 / s , und

v ist das spezifische Volumen in m^3 / kg .

Da der Massendurchfluss für das durchströmende und das rückgeleitete Medium als gleich angesehen wird, ist der Wärmestrom anhand der Enthalpiedifferenz zwischen dem durchströmenden und dem rückgeleiteten Medium wie folgt zu berechnen:

$$\dot{Q} = (\dot{h}_{\text{flow}} - \dot{h}_{\text{return}}) \cdot \dot{m} \quad \text{(Gleichung 31)}$$

Wo:

\dot{Q} ist der Wärmestrom in kJ/s;

\dot{h}_{flow} ist die Enthalpie des übertragenen Stroms in kJ/kg;

$\dot{h}_{\text{Rücklauf}}$ ist die Enthalpie des Rücklaufs in kJ/kg, und

\dot{m} ist der Massendurchsatz in kg/s.

Bei Dampf oder Heißwasser als Wärmeträger, bei denen das Kondensat nicht zurückgeführt wird oder bei denen es nicht möglich ist, die Enthalpie des zurückgeführten Kondensats zu schätzen, ist \dot{h}_{return} auf der Grundlage einer Temperatur von 90 °C zu bestimmen.

Wenn bekannt ist, dass die Massendurchsätze nicht identisch sind, gilt Folgendes:

- (a) Wenn nachgewiesen werden kann, dass Kondensat im Produkt verbleibt (z. B. bei "Frischdampfeinspritzung"), wird die entsprechende Kondensatenthalpie nicht abgezogen;
- (b) Wenn bekannt ist, dass ein Wärmeträger verloren geht (z. B. durch Leckagen oder Kanalisation), wird ein Schätzwert für den entsprechenden Massenstrom vom Massenstrom des übertragenen Wärmeträgers abgezogen.

Zur Bestimmung des jährlichen Nettowärmestroms aus den oben genannten Daten ist je nach den verfügbaren Messgeräten und der Datenverarbeitung eine der folgenden Methoden zu verwenden:

- (a) Ermittlung von Jahresdurchschnittswerten für die Parameter, die die Jahresdurchschnittsenthalpie des übertragenen und zurückgegebenen Wärmeträgers bestimmen, multipliziert mit dem gesamten Jahresmassenstrom, unter Verwendung von Gleichung 31;
- (b) Ermittlung von Stundenwerten des Wärmestroms und Aufsummierung dieser Werte über die jährliche Gesamtbetriebszeit der Heizungsanlage. Je nach Datenverarbeitungssystem können die Stundenwerte gegebenenfalls durch andere Zeitintervalle ersetzt werden.

C.1.2.2 Methode 2: Berechnung eines Proxys auf der Grundlage der gemessenen Effizienz

Die Menge der messbaren Nettowärme wird auf der Grundlage des Brennstoffeinsatzes und des gemessenen Wirkungsgrads der Wärmeerzeugung bestimmt:

$$Q = \eta_H \cdot E_{In} \quad \text{(Gleichung 32)}$$

$$E_{In} = \sum_i AD_i \cdot NCV_i \quad \text{(Gleichung 33)}$$

Wo:

Q ist die Wärmemenge, ausgedrückt in TJ;

η_H ist der gemessene Wirkungsgrad der Wärmeerzeugung;

E_{In} ist der Energieinput aus Brennstoffen;

AD_i sind die jährlichen Tätigkeitsdaten (d. h. die verbrauchten Mengen) der Brennstoffe i , und

NCV_i sind die unteren Heizwerte der Brennstoffe i .

Der Wert von η_H wird entweder über einen angemessenen langen Zeitraum gemessen, der unterschiedliche Belastungszustände der Anlage ausreichend berücksichtigt, oder den Unterlagen des Herstellers entnommen. Dabei ist die spezifische Teillastkurve durch Verwendung eines Jahreslastfaktors wie folgt zu berücksichtigen:

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

Wo:

L_F ist der Lastfaktor;

E_{In} der nach Gleichung 33 ermittelte Energieaufwand während des Berichtszeitraums und

E_{Max} die maximale Brennstoffzufuhr, wenn die Wärmeerzeugungseinheit während des gesamten Kalenderjahres mit 100 % Nennlast betrieben worden wäre.

Der Wirkungsgrad muss auf einer Situation beruhen, in der das gesamte Kondensat zurückgeführt wird. Für das zurückgeführte Kondensat wird eine Temperatur von 90 °C angenommen.

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

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

C.1.3 Besondere Regeln

Verbraucht eine Anlage messbare Wärme, die bei anderen exothermen chemischen Prozessen als der Verbrennung entsteht, z. B. bei der Herstellung von Ammoniak oder Salpetersäure, so ist diese verbrauchte Wärmemenge getrennt von anderer messbarer Wärme zu bestimmen, und der Wärmeverbrauch ist mit Null CO₂e-Emissionen zu bewerten.

Wird messbare Wärme aus nicht messbarer Wärme zurückgewonnen, die aus Brennstoffen erzeugt und nach dieser Verwendung in Produktionsprozessen genutzt wird, z. B. aus Abgasen, so wird zur Vermeidung von Doppelzählungen die entsprechende Menge an messbarer Nettowärme, dividiert durch einen Referenzwirkungsgrad von 90 %, vom Brennstoffeinsatz abgezogen.

C.2 Bestimmung des Emissionsfaktors des Brennstoffmixes für messbare Wärme

Verbraucht ein Produktionsprozess messbare Wärme, die innerhalb der Anlage erzeugt wird, so sind die wärmebedingten Emissionen nach einer der folgenden Methoden zu bestimmen.

C.2.1 Emissionsfaktor der in der Anlage erzeugten messbaren Wärme, die nicht durch KWK erzeugt wird

Für messbare Wärme, die durch die Verbrennung von Brennstoffen in der Anlage erzeugt wird, mit Ausnahme von Wärme, die in KWK erzeugt wird, ist der Emissionsfaktor des betreffenden Brennstoffmixes zu bestimmen, und die dem Produktionsprozess zurechenbaren Emissionen sind wie folgt zu berechnen:

$$Em_{Wärme} = EF_{mix} \cdot Q_{Verbraucht} / \eta \quad (\text{Gleichung 35})$$

Wo:

Em_{Heat} sind die wärmebedingten Emissionen des Produktionsprozesses in t CO₂;

EF_{mix} ist der Emissionsfaktor des jeweiligen Brennstoffmixes, ausgedrückt in t CO₂/TJ, einschließlich der Emissionen aus der Rauchgasreinigung, sofern zutreffend;

$Q_{Verbraucht}$ ist die im Produktionsprozess verbrauchte messbare Wärmemenge, ausgedrückt in TJ, und

η ist der Wirkungsgrad des Wärmeerzeugungsprozesses.

Der EF_{mix} wird wie folgt berechnet:

$$EF_{mix} = (\sum A_{Di} - NCV_i - EF_i + Em_{FGC}) / (\sum A_{Di} - NCV_i) \quad (\text{Gleichung 36})$$

Wo:

A_{Di} sind die jährlichen Aktivitätsdaten (d. h. die verbrauchten Mengen) der für die messbare Wärmeerzeugung verwendeten Brennstoffe i , ausgedrückt in Tonnen oder Nm³;

NCV_i sind die unteren Heizwerte der Brennstoffe i , ausgedrückt in TJ/t oder

TJ/Nm³; EF_i sind die Emissionsfaktoren der Brennstoffe i , ausgedrückt in t

CO₂/TJ, und Em_{FGC} sind die Prozessemissionen aus der Rauchgasreinigung,

ausgedrückt in t CO₂.

Ist ein Abgas Teil des verwendeten Brennstoffmixes und ist der Emissionsfaktor des Abgases höher als der in Anhang VIII Tabelle 1 angegebene Standardemissionsfaktor für Erdgas, so wird dieser Standardemissionsfaktor anstelle des Emissionsfaktors des Abgases zur Berechnung von EF_{mix} herangezogen.

C.2.2 Emissionsfaktor der in der Anlage durch KWK erzeugten messbaren Wärme

Werden messbare Wärme und Elektrizität durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugt, so sind die der messbaren Wärme und Elektrizität zugeordneten relevanten Emissionen gemäß den Bestimmungen dieses Abschnitts zu ermitteln. Die Vorschriften für Strom gelten gegebenenfalls auch für die Erzeugung von mechanischer Energie.

Die Emissionen eines KWK-Blocks sind wie folgt zu bestimmen:

$$Em_{CHP} = \sum_i AD_i \cdot NCV_i \cdot EF_i + Em_{FCG} \quad (\text{Gleichung 37})$$

Wo:

Em_{CHP} sind die Emissionen des KWK-Blocks während des Berichtszeitraums, ausgedrückt in t CO₂;

AD_i sind die jährlichen Tätigkeitsdaten (d. h. die verbrauchten Mengen) der für den KWK-Block verwendeten Brennstoffe i , ausgedrückt in Tonnen oder Nm³;

NCV_i sind die unteren Heizwerte der Brennstoffe i , ausgedrückt in TJ/t oder TJ/Nm³;

EF_i sind die Emissionsfaktoren der Brennstoffe i , ausgedrückt in t CO₂/TJ, und

Em_{FCG} sind die Prozessemissionen aus der Rauchgasreinigung, ausgedrückt in t CO₂.

Die dem KWK-Block zugeführte Energie wird gemäß Gleichung 33 berechnet. Die jeweiligen durchschnittlichen Wirkungsgrade der Wärmeerzeugung und der Stromerzeugung (oder gegebenenfalls der Erzeugung mechanischer Energie) während des Berichtszeitraums sind wie folgt zu berechnen:

$$\eta_{heat} = \frac{Q_{net}}{E_{In}} \quad (\text{Gleichung 38})$$

$$\eta_{el} = \frac{E_{El}}{E_{In}} \quad (\text{Gleichung 39})$$

Wo:

η_{heat} ist der durchschnittliche Wirkungsgrad der Wärmeerzeugung während des Berichtszeitraums (dimensionslos),

Q_{net} ist die während des Berichtszeitraums vom KWK-Block erzeugte Nettowärmemenge, ausgedrückt in TJ, die gemäß Abschnitt C.1.2 ermittelt wurde;

E_{In} ist der nach Gleichung 33 ermittelte Energieaufwand, ausgedrückt in TJ;

η_{el} ist der durchschnittliche Wirkungsgrad der Stromerzeugung während des Berichtszeitraums (dimensionslos), und

E_{el} ist die Nettostromerzeugung des KWK-Blocks während des Berichtszeitraums, ausgedrückt in TJ.

Ist die Bestimmung der Wirkungsgrade η_{heat} und η_{el} technisch nicht durchführbar oder würde sie

unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen, so sind Werte zu verwenden, die auf technischen Unterlagen (Auslegungswerten) der Anlage beruhen. Sind solche Werte nicht verfügbar, sind konservative Standardwerte von $\eta_{heat} = 0,55$ und $\eta_{el} = 0,25$ zu verwenden.

Die Zurechnungsfaktoren für Wärme und Strom aus KWK werden wie folgt berechnet:

$$FCHP_{,heat} = \frac{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}}}{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}} \quad (\text{Gleichung 40})$$

$$FCHP_{,el} = \frac{\frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}}{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}} \quad (\text{Gleichung 41})$$

Wo:

$FCHP_{,Wärme}$ ist der Zurechnungsfaktor für Wärme (dimensionslos);

$FCHP_{,El}$ ist der Zurechnungsfaktor für Strom (oder gegebenenfalls für mechanische Energie)

(dimensionslos); $\eta_{ref,heat}$ ist der Referenzwirkungsgrad für die Wärmeerzeugung in einem Einzelkessel (dimensionslos), und $\eta_{ref,el}$ ist der Referenzwirkungsgrad der Stromerzeugung ohne KWK (dimensionslos).

Die entsprechenden kraftstoffspezifischen Referenzwirkungsgrade sind in Anhang IX aufgeführt.

Der spezifische Emissionsfaktor der messbaren KWK-Wärme, der für die Zurechnung der wärmebedingten Emissionen zu den Produktionsprozessen zu verwenden ist, wird wie folgt berechnet

$$EFCHP_{,Wärme} = E_{mCHP} - FCHP_{,Wärme} / Q_{net} \quad (\text{Gleichung 42})$$

Wo:

$EFCHP_{,Wärme}$ ist der Emissionsfaktor für die Erzeugung von messbarer Wärme im KWK-Block, ausgedrückt in t CO₂/TJ, und

Q_{net} ist die vom KWK-Block erzeugte Nettowärme, ausgedrückt in TJ.

Der spezifische Emissionsfaktor des KWK-Stroms, der für die Zurechnung der indirekten Emissionen zu den Produktionsprozessen verwendet wird, wird wie folgt berechnet:

$$EFCHP_{,El} = E_{mCHP} - FCHP_{,El} / EEL_{,prod} \quad (\text{Gleichung 43})$$

Wo:

$EEL_{,prod}$ ist der von der KWK-Anlage erzeugte Strom.

Ist ein Abgas Teil des verwendeten Brennstoffmixes und ist der Emissionsfaktor des Abgases höher als der in Anhang VIII Tabelle 1 angegebene Standardemissionsfaktor für Erdgas, so wird dieser Standardemissionsfaktor anstelle des Emissionsfaktors des Abgases zur Berechnung von EF_{mix} verwendet.

C.2.3 Emissionsfaktor der außerhalb der Anlage erzeugten messbaren Wärme

Wird bei einem Produktionsprozess messbare, außerhalb der Anlage erzeugte Wärme verbraucht, so sind die wärmebedingten Emissionen nach einer der folgenden Methoden zu bestimmen.

1. Unterliegt die Anlage, die die messbare Wärme erzeugt, einem zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem oder stellt der Betreiber der Anlage, die die messbare Wärme verbraucht, durch einschlägige Bestimmungen des Wärmelieferungsvertrags sicher, dass die Anlage, die die Wärme erzeugt, eine Emissionsüberwachung gemäß diesem Anhang durchführt, so wird der Emissionsfaktor der messbaren Wärme anhand der einschlägigen Gleichungen des Abschnitts C.2.1 oder C.2.2 auf der Grundlage der vom Betreiber der Anlage, die die messbare Wärme

erzeugt, vorgelegten Emissionsdaten.

2. Steht die Methode gemäß Nummer 1 nicht zur Verfügung, wird ein Standardwert verwendet, der auf dem Standardemissionsfaktor des im Industriesektor des Landes am häufigsten verwendeten Brennstoffs basiert, wobei ein Kesselwirkungsgrad von 90 % angenommen wird.

D. ELEKTRIZITÄT

D.1 Berechnung der Emissionen im Zusammenhang mit der Elektrizität

Die Emissionen im Zusammenhang mit der Stromerzeugung oder dem Stromverbrauch für die Berechnung der eingebetteten Emissionen gemäß Abschnitt F.1 werden anhand der folgenden Gleichung berechnet:

$$E_{el} = E_{el} \cdot EF_{el} \quad (\text{Gleichung 44})$$

Wo:

E_{el} sind die Emissionen im Zusammenhang mit dem erzeugten oder verbrauchten Strom, ausgedrückt in t CO₂;

E_{el} ist die erzeugte oder verbrauchte Elektrizität, ausgedrückt in MWh oder TJ, und

EF_{el} ist der Emissionsfaktor für den eingesetzten Strom, ausgedrückt in t CO₂/MWh oder t CO₂/TJ.

D.2 Regeln für die Bestimmung des Emissionsfaktors von Strom als Importgut

Für die Bestimmung der spezifischen tatsächlichen eingebetteten Emissionen von Strom als Importgut gelten nur die direkten Emissionen gemäß Anhang IV Abschnitt 2 der Verordnung (EU) 2023/956.

Der Emissionsfaktor für die Berechnung der spezifischen tatsächlichen eingebetteten Emissionen von Strom wird wie folgt festgelegt:

- (a) der spezifische Standardwert für ein Drittland, eine Gruppe von Drittländern oder eine Region innerhalb eines Drittlandes als relevanter CO₂-Emissionsfaktor gemäß Abschnitt D.2.1 dieses Anhangs verwendet werden.
- (b) Wenn kein spezifischer Standardwert gemäß Buchstabe a verfügbar ist, wird der CO₂-Emissionsfaktor in der EU gemäß Abschnitt D.2.2 dieses Anhangs verwendet.
- (c) Legt ein berichterstattender Erklärer ausreichende Nachweise auf der Grundlage amtlicher und öffentlicher Informationen vor, um zu belegen, dass der CO₂-Emissionsfaktor in dem Drittland, der Gruppe von Drittländern oder der Region innerhalb eines Drittlandes, aus dem/der Strom importiert wird, niedriger ist als die Werte gemäß den Buchstaben a und b, und sind die Bedingungen gemäß Abschnitt D.2.3 dieses Anhangs erfüllt, so werden die geltend gemachten niedrigeren Werte auf der Grundlage der vorgelegten verfügbaren und zuverlässigen Daten ermittelt.
- (d) ein berichtender Erklärer kann für die Berechnung der eingebetteten Emissionen des importierten Stroms anstelle von Standardwerten die tatsächlichen eingebetteten Emissionen verwenden, wenn die kumulativen Kriterien a) bis (d) gemäß Anhang IV Abschnitt 5 der Verordnung (EU) 2023/956 erfüllt sind und die Berechnung auf Daten beruht, die gemäß diesem Anhang vom Stromerzeuger ermittelt wurden, berechnet nach Abschnitt D.2.3 dieses Anhangs.

D.2.1 CO2-Emissionsfaktor basierend auf spezifischen Standardwerten

Gemäß Anhang IV Abschnitt 4.2.1 der Verordnung (EU) 2023/956 werden die CO₂-Emissionsfaktoren des Drittlandes, der Gruppe von Drittländern oder der Region innerhalb eines Drittlandes auf der Grundlage der besten der Kommission zur Verfügung stehenden Daten verwendet. Für die Zwecke dieser Verordnung beruhen diese CO₂-Emissionsfaktoren auf Daten der Internationalen Energieagentur (IEA) und werden von der Kommission im CBAM-Übergangsregister bereitgestellt.

D.2.2 CO₂-Emissionsfaktor der EU

Gemäß Anhang IV Abschnitt 4.2.2 der Verordnung (EU) 2023/956 ist der CO₂-Emissionsfaktor für die Union anzuwenden. Für die Zwecke dieser Verordnung basiert der CO₂-Emissionsfaktor für die Union auf Daten der Internationalen Energieagentur (IEA) und wird von der Kommission im CBAM-Übergangsregister bereitgestellt.

D.2.3 CO₂-Emissionsfaktor auf der Grundlage zuverlässiger, vom Meldepflichtigen nachgewiesener Daten

Für die Zwecke von Abschnitt D.2 Buchstabe c dieses Anhangs legt der Meldepflichtige die Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen vor, einschließlich nationaler Statistiken für den Fünfjahreszeitraum, der zwei Jahre vor der Meldung endet.

Um die Auswirkungen von Dekarbonisierungsmaßnahmen, wie z. B. die Steigerung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, sowie klimatische Bedingungen, wie z. B. besonders kalte Jahre, auf das jährliche Stromangebot in den betreffenden Ländern widerzuspiegeln, berechnet der berichterstattende Anmelder den CO₂-Emissionsfaktor auf der Grundlage des gewichteten Durchschnitts des CO₂-Emissionsfaktors für den fünfjährigen Zeitraum, der zwei Jahre vor der Berichterstattung endet.

Zu diesem Zweck berechnet der Meldepflichtige die jährlichen CO₂-Emissionsfaktoren je fossiler Brennstofftechnologie und seine jeweilige Bruttostromerzeugung in dem Drittland, das Strom in die EU exportieren kann, auf der Grundlage der folgenden Gleichung:

$$Emel,y = \frac{\sum_n EFi \times Eel,i,y}{Eel,y} \quad (\text{Gleichung 45})$$

Wo:

$Emel,y$ ist der jährliche CO₂-Emissionsfaktor für alle fossilen Brennstofftechnologien in dem jeweiligen Jahr in dem Drittland, das Strom in die EU exportieren kann;

Eel,y die gesamte Bruttostromerzeugung aus allen fossilen Brennstofftechnologien in diesem Jahr ist; EFi der CO₂-Emissionsfaktor für jede fossile Brennstofftechnologie "i" ist, und

Eel,i,y ist die jährliche Bruttostromerzeugung für jede fossile Brennstofftechnologie "i".

Der berichterstattende Anmelder berechnet den CO₂-Emissionsfaktor als gleitenden Durchschnitt der Jahre, beginnend mit dem laufenden Jahr minus zwei, auf der Grundlage der folgenden Gleichung:

$$\sum_{y-2} Emel,i$$

$$Em_{el} = \frac{y-6}{5}$$

(Gleichung 46)

Wo:

e_i *Emist* der CO₂-Emissionsfaktor, der sich aus dem gleitenden Durchschnitt der CO₂-Emissionsfaktoren der fünf vorangegangenen Jahre, beginnend mit dem laufenden Jahr minus zwei Jahre, bis zum laufenden Jahr minus sechs Jahre ergibt;

$Em_{el,y}$ ist der CO₂-Emissionsfaktor für jedes Jahr "i";

i ist der Variablenindex für die zu berücksichtigenden Jahre, und

y ist das laufende Jahr.

D.2.4 CO₂-Emissionsfaktor auf der Grundlage der tatsächlichen CO₂-Emissionen der Anlage

Gemäß Anhang IV Abschnitt 5 der Verordnung (EU) Nr. 2023/956 kann ein berichtender Erklärer für die Berechnung der eingebetteten Emissionen des importierten Stroms anstelle von Standardwerten tatsächliche eingebettete Emissionen verwenden, wenn die in diesem Abschnitt genannten kumulativen Kriterien a) bis d) erfüllt sind.

D.3 Regeln für die Ermittlung von Strommengen, die für die Produktion von anderen Gütern als Strom verwendet werden

Für die Bestimmung der eingebetteten Emissionen wird die Messung der Elektrizitätsmengen auf die Wirkleistung und nicht auf die Scheinleistung (komplexe Leistung) bezogen. Es wird nur der Wirkleistungsanteil gemessen, die Blindleistung bleibt unberücksichtigt.

Bei der Stromerzeugung bezieht sich der Aktivitätsgrad auf den Nettostrom, der die Systemgrenzen des Kraftwerks oder des KWK-Blocks verlässt, nach Abzug des selbst verbrauchten Stroms.

D.4 Regeln für die Bestimmung der eingebetteten indirekten Emissionen von Elektrizität als Input für die Produktion von anderen Gütern als Elektrizität

Während des Übergangszeitraums werden die Emissionsfaktoren für Elektrizität entweder auf der Grundlage von:

- (a) der durchschnittliche Emissionsfaktor des Stromnetzes des Herkunftslandes auf der Grundlage von Daten der Internationalen Energieagentur (IEA), die von der Kommission im CBAM-Übergangsregister bereitgestellt werden, oder
- (b) jeder andere Emissionsfaktor des Stromnetzes des Herkunftslandes auf der Grundlage öffentlich zugänglicher Daten, die entweder den durchschnittlichen Emissionsfaktor oder den CO₂-Emissionsfaktor gemäß Anhang IV Abschnitt 4.3 der Verordnung (EU) 2023/956 darstellen.

Abweichend von den Buchstaben a) und b) können für die in den Abschnitten D.4.1 bis D.4.3 genannten Fälle tatsächliche Emissionsfaktoren für Elektrizität verwendet werden.

D.4.1 Emissionsfaktor des in der Anlage erzeugten Stroms, der nicht in KWK erzeugt wurde

Für Strom, der durch die Verbrennung von Brennstoffen in der Anlage erzeugt wird, mit Ausnahme von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung, *wird* der Emissionsfaktor für Strom E_{FEI} auf der Grundlage des jeweiligen Brennstoffmixes bestimmt, und die der Stromerzeugung zurechenbaren Emissionen werden wie folgt berechnet:

$$E_{FEI} = (\sum A_{Di} - NCV_i - E_{Fi} + Em_{FGC}) / El_{prod}$$

(Gleichung 47)

Wo:

AD_i sind die jährlichen Tätigkeitsdaten (d. h. die verbrauchten Mengen) der für die Stromerzeugung verwendeten Brennstoffe i , ausgedrückt in Tonnen oder Nm^3 ;

NCV_i sind die unteren Heizwerte der Brennstoffe i , ausgedrückt in TJ/t oder TJ/Nm^3 ;

E_{Fi} sind die Emissionsfaktoren der Brennstoffe i , ausgedrückt in $\text{t}_{\text{CO}_2/\text{TJ}}$;

Em_{FGC} sind die Prozessemissionen aus der Rauchgasreinigung, ausgedrückt in t_{CO_2} , und

El_{prod} ist die erzeugte Nettostrommenge, ausgedrückt in MWh. Sie kann Strommengen enthalten, die aus anderen Quellen als der Verbrennung von Brennstoffen erzeugt wurden.

Ist ein Abgas Teil des verwendeten Brennstoffmixes und ist der Emissionsfaktor des Abgases höher als der in Anhang VIII Tabelle 1 angegebene Standardemissionsfaktor für Erdgas, so wird dieser Standardemissionsfaktor anstelle des Emissionsfaktors des Abgases zur Berechnung von E_{FEI} herangezogen.

D.4.2 Emissionsfaktor des in der Anlage durch Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms

Der Emissionsfaktor der Stromerzeugung in KWK ist gemäß Abschnitt C.2.2 dieses Anhangs zu bestimmen.

D.4.3 Emissionsfaktor der außerhalb der Anlage erzeugten Elektrizität

1. Wird Strom aus einer Quelle mit direkter technischer Verbindung bezogen und sind alle einschlägigen Daten verfügbar, so wird der Emissionsfaktor für diesen Strom unter Anwendung der Abschnitte D.4.1 oder D.4.2 je nach Fall.
2. Wird der Strom von einem Stromerzeuger im Rahmen eines Stromabnahmevertrags bezogen, kann der gemäß Abschnitt D.4.1 oder D.4.2 ermittelte Emissionsfaktor für Strom verwendet werden, sofern der Stromerzeuger dies dem Betreiber mitteilt und gemäß Anhang IV zur Verfügung stellt.

E. ÜBERWACHUNG VON VORLÄUFERSUBSTANZEN

Werden in der Beschreibung der Produktionswege für die für die Anlage festgelegten Produktionsprozesse relevante Vorläuferstoffe angegeben, so ist die Menge jedes Vorläufers, der in den Produktionsprozessen der Anlage verbraucht wird, zu bestimmen, um die gesamten eingebetteten Emissionen der hergestellten komplexen Güter gemäß Abschnitt G dieses Anhangs zu berechnen.

Abweichend vom vorstehenden Absatz wird, wenn die Herstellung und die Verwendung eines Vorläufers unter ein und denselben Produktionsprozess fallen, nur die Menge des zusätzlich verwendeten Vorläufers ermittelt, die aus anderen Anlagen oder aus anderen Produktionsprozessen stammt.

Die verwendete Menge und die Emissionseigenschaften sind für jede Anlage, aus der der Vorläuferstoff stammt, gesondert zu bestimmen. Die Methoden zur Ermittlung der erforderlichen Daten sind in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik der Anlage unter Anwendung der folgenden Bestimmungen festzulegen:

1. Wird der Vorläuferstoff innerhalb der Anlage hergestellt, jedoch in einem anderen Produktionsprozess, der durch Anwendung der Regeln von Abschnitt A.4 dieses Anhangs zugewiesen wird, sind folgende Datensätze zu ermitteln:
 - (a) spezifische eingebettete direkte und indirekte Emissionen des Vorläufers im Durchschnitt

des Berichtszeitraums, ausgedrückt in Tonnen CO_2e pro Tonne des Vorläufers;

- (b) Menge des Vorläufers, die in jedem Produktionsprozess der Anlage verbraucht wird, für den er ein relevanter Vorläufer ist.

2. Wird der Vorläufer aus einer anderen Anlage gewonnen, so sind folgende Datensätze zu ermitteln:
- (a) das Ursprungsland der eingeführten Waren;
 - (b) die Anlage, in der es hergestellt wurde, gekennzeichnet durch
 - die eindeutige Kennung der Anlage, sofern vorhanden;
 - den für den Ort geltenden Code der Vereinten Nationen für Handel und Transport (UN/LOCODE);
 - eine genaue Adresse und deren englische Abschrift; und
 - die geografischen Koordinaten der Anlage.
 - (c) der verwendete Herstellungsweg gemäß Anhang II Abschnitt 3;
 - (d) die Werte der geltenden spezifischen Parameter, die zur Bestimmung der eingebetteten Emissionen erforderlich sind, wie in Anhang IV Abschnitt 2 aufgeführt;
 - (e) spezifische eingebettete direkte und indirekte Emissionen des Vorläufers als Durchschnitt des letzten verfügbaren Berichtszeitraums, ausgedrückt in Tonnen CO_{2(e)} CO_{2e} pro Tonne des Vorläufers;
 - (f) das Anfangs- und Enddatum des Berichtszeitraums, der von der Anlage verwendet wird, aus der der Vorläufer gewonnen wurde;
 - (g) die Informationen über den für den Vorläufer fälligen Kohlenstoffpreis, sofern relevant.

Die Anlage, die den Vorläuferstoff herstellt, stellt die entsprechenden Informationen zur Verfügung, vorzugsweise mit Hilfe der in Artikel 3 Absatz 5 und Anhang IV genannten elektronischen Vorlage.

3. Für jede Menge eines Vorläufers, für die unvollständige oder nicht schlüssige Daten gemäß Nummer 2 eingegangen sind, können die geltenden Standardwerte, die von der Kommission für den Übergangszeitraum zur Verfügung gestellt und veröffentlicht wurden, unter den in Artikel 4 Absatz 3 dieser Verordnung genannten Bedingungen verwendet werden.

F. REGELN FÜR DIE ZUORDNUNG VON EMISSIONEN EINER ANLAGE ZU GÜTERN

F.1 Berechnungsmethoden

Um die Emissionen der Anlage den Gütern zuzuordnen, sind die Emissionen, Inputs und Outputs den gemäß Abschnitt A.4 dieses Anhangs definierten Produktionsprozessen zuzuordnen, wobei für die direkten Emissionen Gleichung 48 und für die indirekten Emissionen Gleichung 49 zu verwenden ist und die Gesamtzahlen über den gesamten Berichtszeitraum für die in der Gleichung angegebenen Parameter zugrunde zu legen sind. Die zugewiesenen direkten und indirekten Emissionen werden dann unter Verwendung der Gleichungen 50 und 51 in spezifische eingebettete direkte und indirekte Emissionen der aus dem Produktionsprozess resultierenden Güter umgerechnet.

$$AttrEmDir = DirEm^* + EmH,imp - EmH,exp + WGcorr,imp - WGcorr,exp - Emel,prod$$

(Gleichung 48)

Wird für $AttrEmDir$ ein negativer Wert berechnet, so ist er auf Null zu setzen.

$$AttrEmindir = Emel,cons$$

(Gleichung 49)

$$SEEG,Dir = \frac{AttrEmg,Dir}{ALg} \quad (\text{Gleichung 50})$$

$$SEEG,Indir = \frac{AttrEmg,Indir}{ALg} \quad (\text{Gleichung 51})$$

Wo:

<i>AttrEmDir</i>	sind die zugeschriebenen direkten Emissionen des Produktionsprozesses über den gesamten Zeitraum Berichtszeitraum, ausgedrückt in t CO ₂ e;
<i>AttrEmindir</i>	sind die zugeschriebenen indirekten Emissionen des Produktionsprozesses über den gesamten Zeitraum Berichtszeitraum, ausgedrückt in t CO ₂ e;
<i>DirEm*</i>	sind die direkt zurechenbaren Emissionen aus dem Produktionsprozess, die für den Berichtszeitraum nach den Regeln in Abschnitt B dieses Anhangs und den folgenden Regeln ermittelt wurden: Messbare Wärme: Werden Brennstoffe für die Erzeugung von messbarer Wärme verbraucht, die außerhalb des betrachteten Produktionsprozesses verbraucht wird oder die in mehr als einem Produktionsprozess verwendet wird (was Situationen mit Importen aus und Exporten in andere Anlagen einschließt), so werden die Emissionen der Brennstoffe nicht in die direkt zurechenbaren Emissionen des Produktionsprozesses einbezogen, sondern unter dem Parameter EmH _{Import} addiert, um Doppelzählungen zu vermeiden. Abgase: Die Emissionen, die durch Abgase verursacht werden, die innerhalb desselben Produktionsprozesses erzeugt und vollständig verbraucht werden, sind in DirEm* enthalten. Die Emissionen aus der Verbrennung von Abgasen, die aus dem Produktionsprozess exportiert werden, sind vollständig in DirEm* enthalten, unabhängig davon, wo sie verbraucht werden. Für den Export von Abgasen ist jedoch der Begriff WG _{corr,export} zu berechnen. Emissionen aus der Verbrennung von Abgasen, die aus anderen Produktionsprozessen importiert werden, werden in DirEm* nicht berücksichtigt. Stattdessen wird der Term WG _{corr,import} berechnet werden;
<i>EmH,imp</i>	sind die Emissionen, die der in den Produktionsprozess eingebrachten messbaren Wärmemenge entsprechen und für den Berichtszeitraum nach den Regeln in Abschnitt C dieses Anhangs und den folgenden Regeln ermittelt wurden: Zu den Emissionen im Zusammenhang mit messbaren Wärmeeinfuhren in den Produktionsprozess gehören Einfuhren aus anderen Anlagen, anderen Produktionsprozessen innerhalb derselben Anlage sowie Wärme, die von einer technischen Einheit (z. B. einem zentralen Kraftwerk in der Anlage oder einem komplexeren Dampfnetz mit mehreren Wärmeerzeugungseinheiten) bezogen wird, die mehr als einen Produktionsprozess mit Wärme versorgt. Die Emissionen aus messbarer Wärme werden nach der folgenden Formel berechnet:

$$EmH,imp = Q_{imp} \cdot EF_{heat} \quad (\text{Gleichung 52})$$

Wo:

EF_{Feat} ist der Emissionsfaktor für die Erzeugung von messbarer Wärme, der gemäß Abschnitt C.2 dieses Anhangs bestimmt und in t CO₂/TJ ausgedrückt wird, und

Q_{imp} ist die in den Produktionsprozess eingeführte und verbrauchte Nettowärme, ausgedrückt in TJ;

EmH,exp

sind die Emissionen, die der aus dem Produktionsprozess exportierten messbaren Wärmemenge entsprechen, die für den Berichtszeitraum nach den Regeln in Abschnitt C dieses Anhangs ermittelt wurde. Für die exportierte Wärme sind entweder die Emissionen des tatsächlich bekannten Brennstoffmixes gemäß Abschnitt C.2 zu verwenden oder - falls der tatsächliche Brennstoffmix nicht bekannt ist - der Standardemissionsfaktor des im Land und im Industriesektor am häufigsten verwendeten Brennstoffs, wobei von einem Kesselwirkungsgrad von 90%. Wärmerückgewinnung aus strombetriebenen Prozessen und aus der Salpetersäureproduktion werden nicht angerechnet;

$WG_{corr,imp}$

sind die zugewiesenen direkten Emissionen eines Produktionsprozesses, bei dem aus anderen Produktionsprozessen importierte Abgase verbraucht werden, korrigiert für den Berichtszeitraum anhand der folgenden Formel:

$$WG_{corr,imp} = V_{WG} - NCV_{WG} - EF_{NG} \quad (\text{Gleichung 53})$$

Wo:

V_{WG} ist das Volumen des importierten Abgases;
 NCV_{WG} ist der untere Heizwert des importierten Abgases, und
 EF_{NG} ist der Standard-Emissionsfaktor für Erdgas gemäß Anhang VIII;

$WG_{corr,exp}$

sind die Emissionen, die der Menge der aus dem Produktionsprozess exportierten Abgase entsprechen und für den Berichtszeitraum nach den Regeln in Abschnitt B dieses Anhangs und der folgenden Formel ermittelt wurden:

$$WG_{corr,exp} = V_{WG,exp} - NCV_{WG} - EF_{NG} - Corr_{\eta} \quad (\text{Gleichung 54})$$

Wo:

$V_{WG,exportiert}$ ist das Volumen des aus dem Produktionsprozess exportierten Abgases;

NCV_{WG} ist der untere Heizwert des Abgases;

EF_{NG} ist der in Anhang VIII angegebene Standardemissionsfaktor für Erdgas, und $Corr_{\eta}$ ist der Faktor, der den Unterschied in den Wirkungsgraden zwischen der Verwendung von Abgas und der Verwendung des Referenzbrennstoffs

Erdgas berücksichtigt. Der Standardwert
ist $C_{\text{corr}\eta} = 0,667$;

<i>Emel,prod</i>	sind die Emissionen, die der im Rahmen des Produktionsprozesses erzeugten Elektrizitätsmenge entsprechen und für den Berichtszeitraum wie folgt ermittelt werden die in Abschnitt D dieses Anhangs enthaltenen Regeln;
<i>Emel,cons</i>	sind die Emissionen, die der Menge an Strom entsprechen, die innerhalb des Grenzen des Produktionsprozesses, die für den Berichtszeitraum anhand der Regeln in Abschnitt D dieses Anhangs ermittelt wurden;
<i>SEEG,Dir</i>	sind die spezifischen direkten eingebetteten Emissionen der Ware g, ausgedrückt in t CO ₂ e pro Tonne, gültig für den Berichtszeitraum;
<i>SEEG,Indir</i>	sind die spezifischen indirekten eingebetteten Emissionen des Gutes g, ausgedrückt in t CO ₂ e pro Tonne, gültig für den Berichtszeitraum;
<i>AL_g</i>	ist das Aktivitätsniveau der Ware g, d. h. die Menge der in der Region produzierten Ware g Berichtszeitraum in dieser Anlage, die gemäß Abschnitt F.2 dieses Anhangs bestimmt wird, ausgedrückt in Tonnen.

F.2 Methodik zur Überwachung des Aktivitätsniveaus

Das Aktivitätsniveau eines Produktionsprozesses wird berechnet als die Gesamtmasse aller Güter, die den Produktionsprozess während des Berichtszeitraums für die in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten Güter verlassen, aufgeschlüsselt nach der aggregierten Güterkategorie gemäß Anhang II Abschnitt 2, auf die sich der Produktionsprozess bezieht. Sind Produktionsprozesse so definiert, dass auch die Herstellung von Vorprodukten eingeschlossen ist, ist eine Doppelzählung zu vermeiden, indem nur die Endprodukte gezählt werden, die die Systemgrenzen des Produktionsprozesses verlassen. Etwaige Sonderbestimmungen für den Produktionsprozess oder den Produktionsweg in Anhang II Abschnitt 3 sind zu berücksichtigen. Werden in einer Anlage mehrere Produktionswege für die Herstellung von Waren desselben KN-Codes genutzt und sind diesen Produktionswegen getrennte Produktionsprozesse zugeordnet, so sind die eingebetteten Emissionen der Waren für jeden Produktionsweg getrennt zu berechnen.

Nur Waren, die verkauft oder direkt als Vorprodukt in einem anderen Produktionsprozess verwendet werden können, sind zu berücksichtigen. Nicht spezifikationsgerechte Produkte, Nebenprodukte, Abfälle und Schrott, die in einem Produktionsprozess anfallen, werden unabhängig davon, ob sie in den Produktionsprozess zurückgeführt, an andere Anlagen geliefert oder entsorgt werden, nicht in die Bestimmung des Tätigkeitsniveaus einbezogen. Ihnen werden daher keine eingebetteten Emissionen zugewiesen, wenn sie in einen anderen Produktionsprozess eingehen.

Für die Bestimmung des Aktivitätsniveaus gelten die in Abschnitt B.4 dieses Anhangs festgelegten Anforderungen an die Messung.

F.3 Erforderliche Überwachungsmethoden für die Zuordnung der Emissionen zu den Produktionsprozessen

F.3.1 Grundsätze für die Zuordnung von Daten zu Produktionsprozessen

1. Die Methoden, die für die Zuordnung der Datensätze zu den Produktionsprozessen gewählt werden, sind in der Dokumentation der Überwachungsmethodik festzulegen. Sie sind regelmäßig zu überprüfen, um die Datenqualität, soweit möglich, im Einklang mit Abschnitt A dieses Anhangs zu verbessern.
2. Stehen nicht für jeden Produktionsprozess Daten für einen bestimmten Datensatz zur Verfügung, so ist eine geeignete Methode zur Bestimmung der erforderlichen Daten für jeden einzelnen Produktionsprozess zu wählen. Zu diesem Zweck ist eines der folgenden Prinzipien anzuwenden, je nachdem, welches Prinzip genauere Ergebnisse liefert:
 - (a) Werden verschiedene Güter nacheinander in derselben Produktionslinie hergestellt, so sind die Inputs, Outputs und die entsprechenden Emissionen auf der Grundlage der Nutzungszeit pro Jahr für jeden Produktionsprozess der Reihe nach zuzuordnen;
 - (b) Inputs, Outputs und entsprechende Emissionen werden auf der Grundlage der Masse oder des Volumens der einzelnen produzierten Güter oder anhand von Schätzungen auf der Grundlage des Verhältnisses der freien Reaktionsenthalpien der beteiligten chemischen Reaktionen oder auf der Grundlage eines anderen geeigneten Verteilungsschlüssels, der durch eine solide wissenschaftliche Methodik bestätigt wird, zugewiesen.
3. Wenn mehrere Messgeräte unterschiedlicher Qualität zu den Messergebnissen beitragen, kann eine der folgenden Methoden für die Aufteilung der Daten auf Anlagenebene über die Mengen an Materialien, Brennstoffen, messbarer Wärme oder Strom auf die Produktionsprozesse verwendet werden:
 - (a) Bestimmung der Aufteilung auf der Grundlage einer Bestimmungsmethode, z. B. Unterzählung, Schätzung, Korrelation, die für jeden Produktionsprozess gleichermaßen angewendet wird. Weicht die Summe der Daten des Produktionsprozesses von den getrennt für die Anlage ermittelten Daten ab, so wird ein einheitlicher "Ausgleichsfaktor" angewandt, um den Gesamtwert der Anlage wie folgt zu korrigieren:

$$RecF = D_{Inst} / \sum DPP \quad \text{(Gleichung 55)}$$

Wo:

RecF ist der Abstimmungsfaktor;

D_{Inst} ist der für die gesamte Anlage ermittelte Datenwert, und

DPP sind die Datenwerte für die verschiedenen Produktionsprozesse.

Die Daten für jeden Produktionsprozess werden dann wie folgt korrigiert, wobei $DPP_{,corr}$ der korrigierte Wert von DPP ist:

$$DPP_{,corr} = DPP \times RecF \quad \text{(Gleichung 56)}$$

- (b) Sind die Daten nur eines Produktionsprozesses nicht bekannt oder von geringerer Qualität als die Daten der anderen Produktionsprozesse, können die Daten bekannter Produktionsprozesse von den Gesamtdaten der Anlage abgezogen werden. Diese Methode wird nur für Produktionsprozesse bevorzugt, die kleinere Mengen zur Zuteilung der Anlage beitragen.

F.3.2 Verfahren zur Verfolgung der KN-Codes von Waren und Vorprodukten

Um eine korrekte Zuordnung der Daten zu den Produktionsprozessen zu gewährleisten, führt die Anlage eine Liste aller in der Anlage hergestellten Waren und Vorprodukte sowie der von außerhalb der Anlage bezogenen Vorprodukte und der entsprechenden KN-Codes. Auf der Grundlage dieser Liste:

1. Produkte und ihre jährlichen Produktionszahlen werden den Produktionsprozessen gemäß den in Anhang II Abschnitt 2 aufgeführten aggregierten Warenkategorien zugeordnet;
2. diese Informationen sind bei der Zuordnung von Inputs, Outputs und Emissionen zu den einzelnen Produktionsprozessen zu berücksichtigen.

Zu diesem Zweck ist ein Verfahren einzurichten, zu dokumentieren, durchzuführen und aufrechtzuerhalten, mit dem regelmäßig überprüft werden kann, ob die in der Anlage hergestellten Waren und Vorprodukte den bei der Erstellung der Dokumentation der Überwachungsmethode verwendeten KN-Codes entsprechen. Dieses Verfahren muss außerdem Bestimmungen enthalten, mit denen festgestellt werden kann, ob in der Anlage neue Waren hergestellt werden, und mit denen sichergestellt wird, dass der anwendbare KN-Code für das neue Produkt ermittelt und in die Liste der Waren aufgenommen wird, damit die entsprechenden Inputs, Outputs und Emissionen dem entsprechenden Produktionsprozess zugeordnet werden können.

F.4 Weitere Regeln für die Zurechnung von direkten Emissionen

1. Emissionen von Stoffströmen oder Emissionsquellen, die nur einem Produktionsprozess dienen, sind diesem Produktionsprozess vollständig zuzurechnen. Wird eine Massenbilanz verwendet, so sind abgehende Stoffströme gemäß Abschnitt B.3.2 dieses Anhangs abzuziehen. Um Doppelzählungen zu vermeiden, sind Stoffströme, die in Abgase umgewandelt werden, mit Ausnahme von Abgasen, die innerhalb desselben Produktionsprozesses erzeugt und vollständig verbraucht werden, anhand der Gleichungen 53 und 54 zuzuordnen. Die erforderliche Überwachung des NCV und des Volumens des jeweiligen Abgases erfolgt unter Anwendung der in den Abschnitten B.4 und B.5 dieses Anhangs aufgeführten Regeln.
2. Nur wenn Stoffströme oder Emissionsquellen mehr als einem Produktionsprozess dienen, gelten die folgenden Methoden für die Zuordnung der direkten Emissionen:
 - (a) Emissionen aus Stoffströmen oder Emissionsquellen, die für die Erzeugung von messbarer Wärme verwendet werden, sind den Produktionsprozessen gemäß Abschnitt F.5 dieses Anhangs zuzuordnen.
 - (b) Werden Abgase nicht in demselben Produktionsprozess verwendet, in dem sie entstanden sind, so werden die Emissionen aus Abgasen gemäß den Regeln und Gleichungen in Abschnitt F.1 dieses Anhangs zugerechnet.
 - (c) Werden die Mengen von Stoffströmen, die den Produktionsprozessen zuzuordnen sind, durch Messung vor der Verwendung im Produktionsprozess bestimmt, so ist die geeignete Methode gemäß Abschnitt F.3.1 dieses Anhangs anzuwenden.
 - (d) Können die Emissionen aus Stoffströmen oder Emissionsquellen nicht nach anderen Methoden zugeordnet werden, so werden sie anhand korrelierter Parameter zugeordnet, die

bereits gemäß Abschnitt F.3.1 dieses Anhangs den Produktionsprozessen zugeordnet wurden. Zu diesem Zweck werden die Mengen der Stoffströme und ihre jeweiligen Emissionen proportional zu dem Verhältnis zugeordnet, in dem diese Parameter den Produktionsprozessen zugeordnet sind. Zu den geeigneten Parametern gehören die Masse der hergestellten Waren, die Masse oder das Volumen der Brennstoffe oder

Materialverbrauch, nicht messbare Wärmeerzeugung, Betriebsstunden oder bekannter Wirkungsgrad der Geräte.

F.5 Weitere Regeln für die Zuteilung von Emissionen aus messbarer Wärme

Es gelten die allgemeinen Berechnungsgrundsätze in Abschnitt F.1 dieses Anhangs. Die relevanten Wärmeströme werden gemäß Abschnitt C.1 dieses Anhangs und der Emissionsfaktor der messbaren Wärme gemäß Abschnitt C.2 dieses Anhangs bestimmt.

Werden die Verluste an messbarer Wärme getrennt von den in den Produktionsprozessen genutzten Mengen ermittelt, so werden die Emissionen im Zusammenhang mit diesen Wärmeverlusten anteilig zu den Emissionen aller Produktionsprozesse addiert, bei denen in der Anlage erzeugte messbare Wärme genutzt wird, um sicherzustellen, dass 100 % der in der Anlage erzeugten oder von der Anlage importierten oder exportierten messbaren Nettowärmemenge sowie die zwischen den Produktionsprozessen übertragenen Mengen ohne Auslassung oder Doppelzählung den Produktionsprozessen zugerechnet werden.

G. BERECHNUNG DER SPEZIFISCHEN EINGEBETTETEN EMISSIONEN VON KOMPLEXEN GÜTERN

In Übereinstimmung mit Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 werden die spezifischen eingebetteten Emissionen SEE_g von komplexen Gütern g wie folgt berechnet:

$$SEE_g = \frac{AttrEms_g + EEInpMat}{AL_g} \quad (\text{Gleichung 57})$$

$$EEInpMat = \sum_{i=1}^n M_i SEE_i \quad (\text{Gleichung 58})$$

Wo:

SEE_g sind die spezifischen direkten oder indirekten eingebetteten Emissionen des (komplexen) Gutes g , ausgedrückt in t CO_{2e} pro Tonne des Gutes g ;

$AttrEms_g$ sind die zugerechneten direkten oder indirekten Emissionen des Produktionsprozesses zur Herstellung von Gütern g , die gemäß Abschnitt F.1 dieses Anhangs für den Berichtszeitraum ermittelt wurden, ausgedrückt in t CO_{2e};

AL_g ist das gemäß Abschnitt F.2 dieses Anhangs für den Berichtszeitraum ermittelte Aktivitätsniveau des Produktionsprozesses zur Herstellung von Waren g , ausgedrückt in Tonnen;

$EEInpMat$ sind die eingebetteten direkten oder indirekten Emissionen aller während des Berichtszeitraums verbrauchten Vorläuferstoffe, die in Anhang II Abschnitt 3 als relevant für den Produktionsprozess der Ware g definiert sind, ausgedrückt in t CO_{2e};

M_i ist die Masse des Vorläufers i , der während des Berichtszeitraums bei der Herstellung von g verwendet wurde, ausgedrückt in Tonnen des Vorläufers i , und

SEE_i sind die spezifischen direkten oder indirekten eingebetteten Emissionen des Vorläufers i , ausgedrückt in t CO_{2e} pro Tonne des Vorläufers i .

Bei dieser Berechnung werden nur Vorprodukte berücksichtigt, die nicht in denselben Produktionsprozess wie die Ware g fallen. Wird derselbe Ausgangsstoff in verschiedenen Anlagen gewonnen, so ist der Ausgangsstoff aus jeder Anlage getrennt zu behandeln.

Wenn ein Vorläufer i selbst Vorläufer hat, werden diese Vorläufer zunächst nach der gleichen

Berechnungsmethode berücksichtigt, um die eingebetteten Emissionen des Vorläufers i zu berechnen, bevor sie

für die Berechnung der eingebetteten Emissionen von Gütern g verwendet. Diese Methode wird rekursiv auf alle Vorprodukte angewendet, die komplexe Güter sind.

Der Parameter M_i bezieht sich auf die Gesamtmasse des Vorprodukts, die zur Herstellung der Menge AL_g erforderlich ist. Er umfasst auch die Mengen des Vorprodukts, die nicht in die komplexen Güter eingehen, sondern im Produktionsprozess verschüttet, abgeschnitten, verbrannt, chemisch verändert usw. werden können und den Prozess als Nebenprodukte, Ausschuss, Rückstände, Abfälle oder Emissionen verlassen.

Um Daten zu liefern, die unabhängig vom Aktivitätsniveau verwendet werden können, wird der spezifische Massenverbrauch m_i für jeden Vorläufer i bestimmt und in die Mitteilung gemäß Anhang IV aufgenommen:

$${}_i m = M / AL_{ig} \quad (\text{Gleichung 59})$$

Die spezifischen eingebetteten Emissionen von komplexen Gütern g können dabei wie folgt ausgedrückt werden:

$${}_g SEE = ae_g + \sum_{i=1}^n \{ m_i \cdot SEE \} \quad (\text{Gleichung 60})$$

Wo:

${}_g ae$ sind die spezifischen zurechenbaren direkten oder indirekten Emissionen des Produktionsprozesses, aus dem die Ware g hervorgeht, ausgedrückt in t CO_{2e} pro Tonne g , was den spezifischen eingebetteten Emissionen ohne die eingebetteten Emissionen der Vorprodukte entspricht:

$${}_g ae = AttrEm / AL_{gg} \quad (\text{Gleichung 61})$$

${}_i m$ ist der spezifische Massenverbrauch des Vorprodukts i im Produktionsprozess zur Herstellung einer Tonne der Ware g , ausgedrückt in Tonnen des Vorprodukts i pro Tonne der Ware g (d. h. dimensionslos), und

${}_i SEE$ sind die spezifischen direkten oder indirekten eingebetteten Emissionen des Vorläufers i , ausgedrückt in t CO_{2e} pro Tonne des Vorläufers i .

H. OPTIONALE MAßNAHMEN ZUR VERBESSERUNG DER DATENQUALITÄT

1. Fehlerquellen werden im Datenfluss von den Primärdaten zu den endgültigen Daten in der Mitteilung gemäß Anhang IV ermittelt. Es wird ein wirksames Kontrollsystem eingerichtet, dokumentiert, umgesetzt und aufrechterhalten, um sicherzustellen, dass die aus den Datenflussaktivitäten resultierenden Mitteilungen keine falschen Angaben enthalten und mit der Dokumentation der Überwachungsmethodik sowie mit diesem Anhang übereinstimmen.

Die Risikobewertung gemäß Unterabsatz 1 wird der Kommission und der zuständigen Behörde auf Anfrage zur Verfügung gestellt. Entscheidet sich der Betreiber für eine Überprüfung im Sinne der empfohlenen Verbesserungen, stellt er sie auch für die Zwecke der Überprüfung zur Verfügung.

2. Für die Zwecke der Risikobewertung werden schriftliche Verfahren für Datenfluss- und Kontrolltätigkeiten festgelegt, dokumentiert, umgesetzt und aufrechterhalten, und Verweise auf diese Verfahren werden in die Dokumentation der Überwachungsmethode

aufgenommen.

3. Die in Absatz 2 genannten Kontrolltätigkeiten umfassen gegebenenfalls:
 - (a) die Qualitätssicherung der entsprechenden Messgeräte;

- (b) Qualitätssicherung der informationstechnischen Systeme, um sicherzustellen, dass die einschlägigen Systeme so konzipiert, dokumentiert, getestet, implementiert, kontrolliert und gewartet werden, dass die Verarbeitung zuverlässiger, genauer und zeitnaher Daten entsprechend den in der Risikobewertung ermittelten Risiken gewährleistet ist;
- (c) Aufgabentrennung bei den Datenfluss- und Kontrolltätigkeiten sowie Verwaltung der erforderlichen Kompetenzen;
- (d) interne Überprüfungen und Validierung von Daten;
- (e) Korrekturen und Abhilfemaßnahmen;
- (f) Kontrolle der ausgelagerten Prozesse;
- (g) Führung von Aufzeichnungen und Dokumentation einschließlich der Verwaltung von Dokumentenversionen.

4. Für die Zwecke von Absatz 3 Buchstabe a ist sicherzustellen, dass alle einschlägigen Messgeräte in regelmäßigen Abständen, auch vor ihrer Verwendung, kalibriert, justiert und anhand von Messnormalen überprüft werden, die auf internationale Messnormale rückführbar sind, sofern diese verfügbar sind, und in einem angemessenen Verhältnis zu den festgestellten Risiken stehen.

Können Komponenten der Messsysteme nicht kalibriert werden, so sind diese Komponenten in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik anzugeben, und es sind alternative Kontrolltätigkeiten festzulegen.

Wenn festgestellt wird, dass die Ausrüstung nicht den geforderten Leistungsmerkmalen entspricht, sind unverzüglich die erforderlichen Abhilfemaßnahmen zu ergreifen.

5. (4) Für die Zwecke von Absatz 3 Buchstabe d werden die Daten, die sich aus den in Absatz 2 genannten Datenflussaktivitäten ergeben, regelmäßig überprüft und validiert. Diese Überprüfung und Validierung der Daten umfasst Folgendes:

- (a) eine Überprüfung der Vollständigkeit der Daten;
- (b) einen Vergleich der im vorangegangenen Berichtszeitraum ermittelten Daten und insbesondere eine Konsistenzprüfung auf der Grundlage von Zeitreihen der Treibhausgasemissionen der betreffenden Produktionsprozesse;
- (c) einen Vergleich von Daten und Werten, die sich aus verschiedenen betrieblichen Datenerfassungssystemen ergeben, insbesondere für Produktionsprotokolle, Verkaufszahlen und Bestandszahlen relevanter Waren;
- (d) Vergleiche und Vollständigkeitsprüfungen von Daten auf der Ebene des Installations- und Produktionsprozesses der betreffenden Waren.

6. Für die Zwecke von Absatz 3 Buchstabe e ist sicherzustellen, dass in Fällen, in denen festgestellt wird, dass Datenfluss- oder Kontrolltätigkeiten nicht wirksam funktionieren oder die in der Verfahrensdokumentation für diese Tätigkeiten festgelegten Regeln nicht einhalten, Korrekturmaßnahmen ergriffen werden und die betroffenen Daten unverzüglich berichtet werden.

7. (4) Werden eine oder mehrere der in Absatz 1 genannten Datenfluss- oder Kontrolltätigkeiten aus der Anlage ausgelagert, so sind für die Zwecke von Absatz 3 Buchstabe f alle der folgenden Tätigkeiten durchzuführen:

- (a) Überprüfung der Qualität der ausgelagerten Datenfluss- und Kontrolltätigkeiten nach Maßgabe dieses Anhangs;
- (b) Festlegung angemessener Anforderungen an die Ergebnisse der ausgelagerten

Prozesse sowie an die in diesen Prozessen verwendeten Methoden;

- (c) Überprüfung der Qualität der Ergebnisse und Methoden gemäß Buchstabe b) dieses Absatzes;
 - (d) Gewährleistung, dass die ausgelagerten Tätigkeiten so durchgeführt werden, dass sie den in der Risikobewertung ermittelten inhärenten Risiken und Kontrollrisiken entsprechen.
- 8. Die Wirksamkeit des Kontrollsystems ist zu überwachen, unter anderem durch interne Überprüfungen und unter Berücksichtigung der Feststellungen der Prüfstelle, falls eine Prüfung durchgeführt wird.

Stellt sich heraus, dass das Kontrollsystem unwirksam oder den ermittelten Risiken nicht angemessen ist, wird das Kontrollsystem verbessert und die Dokumentation der Überwachungsmethodik, einschließlich der zugrunde liegenden schriftlichen Verfahren für Datenflussaktivitäten, Risikobewertungen und Kontrolltätigkeiten, entsprechend aktualisiert.
- 9. Verbesserungsvorschlag: Der Betreiber kann die Emissionsdaten der Anlage und die Daten zu den spezifischen eingebetteten Emissionen von Gütern, die gemäß Anhang IV zusammengestellt wurden, freiwillig von einer unabhängigen, nach ISO 14065 akkreditierten Prüfstelle oder nach den Regeln des für die Anlage in Frage kommenden Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystems prüfen lassen.

ANHANG IV

Inhalt der empfohlenen Mitteilung der Anlagenbetreiber an die Meldepflichtigen

1. INHALT DER VORLAGE FÜR DIE MITTEILUNG VON EMISSIONSDATEN

Allgemeine Informationen

1. Informationen zur Installation:

- (a) den Namen und die Kontaktangaben des Betreibers;
 - (b) den Namen der Anlage;
 - (c) Kontaktinformationen für die Installation;
 - (d) die eindeutige Kennung der Anlage, sofern vorhanden;
 - (e) den für den Ort geltenden Code der Vereinten Nationen für Handel und Transport (UN/LOCODE);
 - (f) eine genaue Adresse und deren englische Abschrift;
 - (g) geografische Koordinaten der Hauptemissionsquelle der Anlage.
2. Für jede der aggregierten Warenkategorien sind die Produktionsprozesse und -wege in Tabelle 1 des Anhangs II aufgeführt;
3. Für jede der Waren entweder für jeden KN-Code getrennt oder aggregiert nach aggregierten Warenkategorien gemäß Anhang II Abschnitt 2 aufgeführt:
- (a) die spezifischen direkten eingebetteten Emissionen der einzelnen Güter;
 - (b) Informationen über die Qualität der Daten und die verwendeten Methoden, insbesondere darüber, ob die eingebetteten Emissionen vollständig auf der Grundlage von Überwachungsdaten ermittelt wurden oder ob einer der von der Kommission für den Übergangszeitraum zur Verfügung gestellten und veröffentlichten Standardwerte verwendet wurde;
 - (c) die spezifischen indirekten eingebetteten Emissionen der einzelnen Güter sowie die Methode, nach der der Emissionsfaktor ermittelt wurde, und die verwendete Informationsquelle;
 - (d) den für Strom als Importgut verwendeten Emissionsfaktor, ausgedrückt in Tonnen CO₂e pro MWh, sowie die Datenquelle oder die zur Bestimmung des Emissionsfaktors für Strom verwendete Methode, falls diese von den von der Kommission im CBAM-Übergangsregister angegebenen Emissionsfaktoren abweichen;
 - (e) Werden anstelle von tatsächlichen Daten über spezifische eingebettete Emissionen Standardwerte gemeldet, die von der Kommission für den Übergangszeitraum zur Verfügung gestellt und veröffentlicht wurden, so ist eine kurze Beschreibung der Gründe hinzuzufügen;

- (f) die sektorspezifischen Informationen gemäß Abschnitt 2 dieses Anhangs, sofern relevant;

- (g) gegebenenfalls die Angaben zum fälligen Kohlenstoffpreis. Wird ein Kohlenstoffpreis für Vorprodukte von anderen Anlagen bezogen, so ist jeder für diese Vorprodukte fällige Kohlenstoffpreis getrennt nach Herkunftsland anzugeben.

Empfohlene Verbesserung der allgemeinen Informationen

1. Gesamtemissionen der Anlage, einschließlich:
 - (a) Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren für jeden verwendeten Stoffstrom;
 - (b) Emissionen jeder Emissionsquelle, die nach einer auf Messungen beruhenden Methodik überwacht wird;
 - (c) Emissionen, die mit anderen Methoden ermittelt wurden;
 - (d) CO₂-Mengen, die aus anderen Anlagen bezogen oder in andere Anlagen exportiert werden, zum Zwecke der geologischen Speicherung oder als Input für Produkte, in denen das CO₂ dauerhaft chemisch gebunden ist.
2. eine Bilanz der importierten, produzierten, verbrauchten und exportierten messbaren Wärme, Abgase und Elektrizität;
3. die Menge aller Vorläuferstoffe, die von anderen Anlagen bezogen werden, und ihre spezifischen direkten und indirekten eingebetteten Emissionen;
4. die Menge des in jedem Produktionsprozess verwendeten Ausgangsstoffs, mit Ausnahme der in derselben Anlage hergestellten Ausgangsstoffe;
5. Informationen darüber, wie die zugeschriebenen direkten und indirekten Emissionen der einzelnen Produktionsprozesse berechnet wurden;
6. das Aktivitätsniveau und die zugeordneten Emissionen jedes Produktionsprozesses;
7. eine Liste aller relevanten Waren, die nach dem KN-Code hergestellt werden, einschließlich der Vorprodukte, die nicht unter getrennte Herstellungsverfahren fallen;
8. eine kurze Beschreibung der Anlage, ihrer wichtigsten Produktionsprozesse, aller Produktionsprozesse, die nicht für CBAM-Zwecke erfasst werden, der wichtigsten Elemente der angewandten Überwachungsmethodik, der Frage, ob Regeln eines zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Überprüfungs-systems angewandt wurden und welche Maßnahmen zur Verbesserung der Datenqualität ergriffen wurden, insbesondere, ob eine Form der Überprüfung durchgeführt wurde;
9. gegebenenfalls Angaben zum Emissionsfaktor für Strom im Stromabnahmevertrag.

2. SEKTORSPEZIFISCHE PARAMETER, DIE IN DIE MITTEILUNG AUFZUNEHMEN SIND

Aggregierte Warengruppe	Berichtspflicht im CBAM-Bericht
Kalziniertes Ton	- Ob der Ton kalziniert ist oder nicht.
Zementklinker	- N.a.

Aggregierte Warengruppe	Berichtspflicht im CBAM-Bericht
Zement	- Massenverhältnis der verbrauchten Tonnen Zementklinker je produzierter Tonne Zement (Klinker-Zement-Verhältnis in Prozent).
Tonerdezement	- N.a.
Wasserstoff	- N.a.
Harnstoff	- Reinheit (Masse % Harnstoff, % N).
Salpetersäure	- Konzentration (Masse %).
Ammoniak	- Konzentration, wenn wässrige Lösung.
Gemischte Düngemittel	– Ohnehin erforderliche Informationen gemäß Verordnung (EU) 2019/1009: <ul style="list-style-type: none"> – Gehalt an N in Form von Ammonium (NH_4^+); – Gehalt an N als Nitrat (NO_3^-); – Gehalt an N in Form von Harnstoff; – Gehalt an N in anderen (organischen) Formen.
Gesintertes Erz	- N.a.
Roheisen	– Das wichtigste verwendete Reduktionsmittel. – Massenprozent von Mn, Cr, Ni, Summe der anderen Legierungselemente.
FeMn Ferromangan	- Massenanteile von Mn und Kohlenstoff.
FeCr - Ferro-Chrom	- Massenanteile von Cr und Kohlenstoff.
FeNi - Ferronickel	- Massenanteile von Ni und Kohlenstoff.
DRI (Direktreduziertes Eisen)	– Das wichtigste verwendete Reduktionsmittel. – Massenprozent von Mn, Cr, Ni, Summe der anderen Legierungselemente.
Rohstahl	– Das Hauptreduktionsmittel des Vorläufers, falls bekannt. – Massenprozent von Mn, Cr, Ni, Summe der anderen Legierungselemente. – Tonnen Schrott, die zur Herstellung von 1 t Rohstahl verwendet werden. – % des Schrotts, bei dem es sich um Vor-Verbraucher-Schrott handelt.
Eisen- und Stahlerzeugnisse	– Das bei der Herstellung des Vorläufers verwendete Hauptreduktionsmittel, sofern bekannt. – Massenprozent von Mn, Cr, Ni, Summe der anderen Legierungselemente. – Masseprozent der enthaltenen Materialien, die kein Eisen oder Stahl sind, wenn ihre Masse mehr als 1 bis 5 % der Gesamtmasse der Waren

	<p>beträgt.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Tonnen Schrott, die zur Herstellung von 1 t des Produkts verwendet werden. – % des Schrotts, bei dem es sich um Vor-Verbraucher-Schrott handelt.
Ungeknetetes Aluminium	<ul style="list-style-type: none"> – Tonnen Schrott, die zur Herstellung von 1 t des Produkts verwendet werden. – % des Schrotts, bei dem es sich um Vor-Verbraucher-Schrott handelt.
Aggregierte Warengruppe	Berichtspflicht im CBAM-Bericht
	- Wenn der Gesamtgehalt an anderen Elementen als Aluminium mehr als 1 % beträgt, ist der Gesamtanteil dieser Elemente anzugeben.
Aluminiumerzeugnisse	<ul style="list-style-type: none"> – Tonnen Schrott, die zur Herstellung von 1 t des Produkts verwendet werden. – % des Schrotts, bei dem es sich um Vor-Verbraucher-Schrott handelt. – Wenn der Gesamtgehalt an anderen Elementen als Aluminium mehr als 1 % beträgt, ist der Gesamtanteil dieser Elemente anzugeben.

ANHANG V

EORI-DATEN

Tabelle 1 enthält die Informationen über die Wirtschaftsbeteiligten, wie sie in EOS zu finden sind, das mit dem CBAM-Übergangsregister interoperabel sein muss.

Tabelle 1: EORI-Daten

System der Wirtschaftsbeteiligten (EOS) EORI
Kundenidentifikation
EORI Land + EORI Nationale Nummer
EORI-Land
EORI-Starttermin
EORI-Ablaufdatum
Zoll Kundeninformationen
EORI-Kurzbezeichnung
EORI vollständiger Name
EORI-Sprache
EORI-Gründungsdatum
EORI-Personentyp
EORI Wirtschaftstätigkeit
Liste der EORI-Betriebsadressen
Adressen der Niederlassung
EORI-Adresse
EORI-Sprache
EORI-Name
Niederlassung in der Union
Anfangsdatum der EORI-Adresse
Enddatum der EORI-Adresse
Umsatzsteuer- oder TIN-Nummern
"Mehrwertsteuer" oder "TIN"
Nationale Kennung + MwSt.- oder TIN-Nummer Verketteten Sie das Land mit der nationalen Kennung
Kennung
EORI-Rechtsstatus
Sprache des EORI-Rechtsstatus
EORI-Rechtsstatus
Datum des Beginns und des Endes des EORI-Rechtsstatus
Kontaktliste
Kontakt
EORI-Kontaktadresse
EORI-Kontaktsprache
Vollständiger Name des EORI-Kontakts
Name des EORI-Kontakts
Flagge der Veröffentlichungsvereinbarung

Beschreibung der Adressfelder
Straße und Hausnummer
Postleitzahl
Stadt
Ländercode
Liste der Kommunikationsdetails
Art der Kommunikation

ANHANG VI

Ergänzung der Datenanforderungen für die aktive Veredelung

Tabelle 1 enthält die Informationen aus den dezentralen Zollsystemen, die gemäß Artikel 17 dieser Verordnung mit dem CBAM-Übergangsregister interoperabel sein müssen.

Tabelle 1: Zusätzliche Informationen zur aktiven Veredelung

Datenanforderung von den Zollbehörden nach der Abrechnung der aktiven Veredelung, wenn dem meldenden Anmelder keine Befreiung gewährt wird
Ausstellendes Land
Referenz des Datensatzes
Versionsnummer des Datensatzes
Versionsstand des Datensatzes
Startdatum des Berichtszeitraums
Enddatum des Berichtszeitraums
Überwachungszollstelle (SCO für den aktiven Veredelungsverkehr)
Referenznummer der Bewilligung für die aktive Veredelung
Identifikationsnummer des Einführers/Bewilligungsinhabers für die aktive Veredelung
Land des Importeurs
Warenpositionskennzeichen (laufende Nummer)
Unterpositionscode des Harmonisierten Systems
Code der Kombinierten Nomenklatur
Beschreibung der Waren
Gewünschter Verfahrenscode
Vorheriger Verfahrenscode
Code des Herkunftslandes
Code des Bestimmungslandes
Land der Versendung
Nettomasse
Art der Maßeinheiten
Ergänzende Einheiten
Statistischer Wert

Nettomasse des tatsächlich in verarbeiteten Erzeugnissen verwendeten und in den zollrechtlich freien Verkehr überführten Erzeugnisses
Nettomasse als tatsächliche Erzeugnisse, die unter derselben Warennummer in den zollrechtlich freien Verkehr übergeführt werden
Kennnummer und Status des Vertreters
Verkehrsmittel an der Grenze

ANHANG VII
Nationale Systemdaten

Tabelle 1 enthält die Informationen aus den dezentralen Systemen, die gemäß Artikel 17 dieser Verordnung mit dem CBAM-Übergangsregister interoperabel sein müssen.

Nationale Systemdaten
Emittent
Referenz des Datensatzes
Versionsnummer des Datensatzes
Versionsstand des Datensatzes
Nummer der Einfuhranmeldung
Anmeldung Warenpositionsnummer
Datum der Annahme der Erklärung
Gewünschter Verfahrenscode
Vorheriger Verfahrenscode
Code des Herkunftslandes
Code des Präferenzursprungslandes
Code des Bestimmungslandes
Land der Versendung
Auftragsnummer des Kontingents
Beschreibung der Waren
Unterpositionscode des Harmonisierten Systems
Code der Kombinierten Nomenklatur
TARIC-Code
Nettomasse
Statistischer Wert
Ergänzende Einheiten
Art der Erklärung
Zusätzliche Erklärungsart
Format
Identifikationsnummer des Importeurs
Land des Importeurs
Identifikationsnummer des Empfängers
Identifikationsnummer des Anmelders
Identifikationsnummer des Inhabers der Genehmigung
Art der Berechtigung des Inhabers
Referenznummer der Ermächtigung
Repräsentative Identifikationsnummer
Verkehrsmittel an der Grenze
Landverkehrsträger

Anhang VIII

Standardfaktoren für die Überwachung der direkten Emissionen auf Anlagenebene

1. BRENNSTOFFEMISSIONSFAKTOREN BEZOGEN AUF DEN UNTEREN HEIZWERT (NCV)

Tabelle 1: Brennstoff-Emissionsfaktoren bezogen auf den unteren Heizwert (NCV) und den unteren Heizwert pro Masse des Brennstoffs.

Beschreibung des Kraftstofftyps	Emissionsfaktor (t CO₂/TJ)	Unterer Heizwert (TJ/Gg)	Quelle
Rohöl	73,3	42,3	IPCC 2006 GL
Orimulsion	77,0	27,5	IPCC 2006 GL
Flüssiges Erdgas	64,2	44,2	IPCC 2006 GL
Motorenbenzin	69,3	44,3	IPCC 2006 GL
Kerosin (außer Kerosin für Flugzeuge)	71,9	43,8	IPCC 2006 GL
Schieferöl	73,3	38,1	IPCC 2006 GL
Gas/Dieselöl	74,1	43,0	IPCC 2006 GL
Rückstandsheizöl	77,4	40,4	IPCC 2006 GL
Verflüssigte Erdgase	63,1	47,3	IPCC 2006 GL
Ethan	61,6	46,4	IPCC 2006 GL
Naphtha	73,3	44,5	IPCC 2006 GL
Bitumen	80,7	40,2	IPCC 2006 GL
Schmierstoffe	73,3	40,2	IPCC 2006 GL
Petrolkoks	97,5	32,5	IPCC 2006 GL
Rohstoffe für die Raffinerie	73,3	43,0	IPCC 2006 GL
Raffineriegas	57,6	49,5	IPCC 2006 GL
Paraffinwax	73,3	40,2	IPCC 2006 GL
Testbenzin und SBP	73,3	40,2	IPCC 2006 GL
Andere Erdölerzeugnisse	73,3	40,2	IPCC 2006 GL
Anthrazit	98,3	26,7	IPCC 2006 GL
Kokskohle	94,6	28,2	IPCC 2006 GL
Sonstige bituminöse Kohle	94,6	25,8	IPCC 2006 GL
Subbituminöse Kohle	96,1	18,9	IPCC 2006 GL
Braunkohle	101,0	11,9	IPCC 2006 GL
Ölschiefer und Teersande	107,0	8,9	IPCC 2006 GL
Patentierter Brennstoff	97,5	20,7	IPCC 2006 GL
Kokereikoks und Braunkohlenkoks	107,0	28,2	IPCC 2006 GL
Gaskoks	107,0	28,2	IPCC 2006 GL

Beschreibung des Kraftstofftyps	Emissionsfaktor (t CO ₂ /TJ)	Unterer Heizwert (TJ/Gg)	Quelle
Steinkohlenteer	80,7	28,0	IPCC 2006 GL
Gaswerk Gas	44,4	38,7	IPCC 2006 GL
Kokereigas	44,4	38,7	IPCC 2006 GL
Gas aus dem Hochofen	260	2,47	IPCC 2006 GL
Sauerstoffhaltiges Stahlofengas	182	7,06	IPCC 2006 GL
Erdgas	56,1	48,0	IPCC 2006 GL
Industrielle Abfälle	143	n.a.	IPCC 2006 GL
Altöl	73,3	40,2	IPCC 2006 GL
Torf	106,0	9,76	IPCC 2006 GL
Altreifen	85,0 () ⁷	n.a.	Weltwirtschaftsra t für nachhaltige Entwicklung - Nachhaltigkeitsini tiative für Zement (WBCSD CSI)
Kohlenmonoxyd	155,2 () ⁸	10,1	J. Falbe und M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995
Methan	54,9 () ⁹	50,0	J. Falbe und M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995

Tabelle 2: Brennstoff-Emissionsfaktoren bezogen auf den unteren Heizwert (NCV) und den unteren Heizwert pro Masse des Biomassematerials.

Material aus Biomasse	Vorläufige EF [t CO ₂ / TJ]	NCV [GJ/t]	Quelle
Holz / Holzabfälle (lufttrocken (10))	112	15,6	IPCC 2006 GL
Sulfitlauge (Schwarzlauge)	95,3	11,8	IPCC 2006 GL

(7) Bei diesem Wert handelt es sich um den vorläufigen Emissionsfaktor, d. h. vor der Anwendung einer Biomassefraktion, falls zutreffend.

(8) Basierend auf einem NCV von 10,12 TJ/t.

(9) Basierend auf einem NCV von 50,01 TJ/t.

(10) Der angegebene Emissionsfaktor geht von einem Wassergehalt des Holzes von etwa 15 % aus. Frisches Holz kann einen Wassergehalt von bis zu 50 % aufweisen. Zur Bestimmung des NCV von vollständig trockenem Holz ist die folgende Gleichung zu verwenden:

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

Dabei ist NCV_{dry} der NCV des absolut trockenen Materials, w ist der Wassergehalt (Massenanteil) und $\Delta H_v =$

$2,4\text{GJ/t } H_2O$ ist die Verdampfungsenthalpie von Wasser. Mit der gleichen Gleichung kann der NCV für einen bestimmten Wassergehalt aus dem trockenen NCV zurückgerechnet werden.

Material aus Biomasse	Vorläufige EF [t CO ₂ / TJ]	NCV [GJ/t]	Quelle
Sonstige primäre feste Biomasse	100	11,6	IPCC 2006 GL
Holzkohle	112	29,5	IPCC 2006 GL
Biogasbenzin	70,8	27,0	IPCC 2006 GL
Biokraftstoffe	70,8	37,0	IPCC 2006 GL () ¹¹
Andere flüssige Biokraftstoffe	79,6	27,4	IPCC 2006 GL
Deponiegas () ¹²	54,6	50,4	IPCC 2006 GL
Schlammgas () ¹⁰	54,6	50,4	IPCC 2006 GL
Sonstiges Biogas () ¹⁰	54,6	50,4	IPCC 2006 GL
Siedlungsabfälle (Biomasseanteil) () ¹³	100	11,6	IPCC 2006 GL

2. EMISSIONSFAKTOREN IM ZUSAMMENHANG MIT 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 ₂ CO ₃	0,415
BaCO ₃	0,223
Li ₂ CO ₃	0,596
K ₂ CO ₃	0,318
SrCO ₃	0,298
NaHCO ₃	0,524
FeCO ₃	0,380

(11) Der NCV-Wert ist dem Anhang III der Richtlinie (EU) 2018/2001 entnommen.

(12) Für Deponiegas, Klärgas und andere Biogase: Die Richtwerte beziehen sich auf reines Biomethan. Um die richtigen Normwerte zu erhalten, ist eine Korrektur des Methangehalts des Gases erforderlich.

(13) In den IPCC-Leitlinien werden auch Werte für den fossilen Anteil von Siedlungsabfällen angegeben: EF = 91,7 t CO₂/TJ; NCV = 10 GJ/t

Karbonat	Emissionsfaktor [t CO₂/ t Karbonat]
Allgemein	Emissionsfaktor = $[M(\text{CO}_2)] / \{Y * [M(\text{x})] + Z * [M(\text{CO}_3)]\}^{2-}$ 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 der Grundlage von Erdalkalioxiden (Methode B)

Oxid	Emissionsfaktor [t CO₂/ t Oxid]
CaO	0,785
MgO	1,092
BaO	0,287
allgemein: xYOz	Emissionsfaktor = $[M(\text{CO}_2)] / \{Y * [M(\text{x})] + Z * [M(\text{O})]\}$ 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 (Herstellung von Eisen oder Stahl und Verarbeitung von Eisenmetallen) ()¹⁴

Eingangs- oder Ausgangsmaterial	Kohlenstoffgehalt (t C/t)	Emissionsfaktor (t CO₂/t)
Direkt reduziertes Eisen (DRI)	0,0191	0,07
EAF-Kohleelektroden	0,8188	3,00
EAF-Charge Kohlenstoff	0,8297	3,04
Heiß brikettiertes Eisen	0,0191	0,07
Sauerstoffhaltiges Stahlofengas	0,3493	1,28
Petrolkoks	0,8706	3,19
Roheisen	0,0409	0,15

(14) IPCC-Leitlinien 2006 für nationale Treibhausgasinventare

Eingangs- oder Ausgangsmaterial	Kohlenstoffgehalt (t C/t)	Emissionsfaktor (t CO₂/t)
Eisen/Eisenschrott	0,0409	0,15
Stahl / Stahlschrott	0,0109	0,04

3. ERDERWÄRMUNGSPOTENZIALE FÜR NICHT-CO₂-TREIBHAUSGASE

Tabelle 6: Erderwärmungspotenziale

Gas	Erderwärmungspotenzial
N ₂ O	265 t CO ₂ e / t N ₂ O
CF ₄	6 630 t CO ₂ e / t CF ₄
C ₂ F ₆	11 100 t CO ₂ e / t C ₂ F ₆

ANHANG IX

Harmonisierte Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme

In den nachstehenden Tabellen basieren die harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme auf dem unteren Heizwert und atmosphärischen ISO-Standardbedingungen (15 °C Umgebungstemperatur, 1,013 bar, 60 % relative Luftfeuchtigkeit).

Tabelle 1: Referenz-Wirkungsgradfaktoren für die Stromerzeugung

Kategorie		Art des Kraftstoffs	Jahr der Errichtung		
			Vor 2012	2012-2015	Ab 2016
Feststoffe	S1	Steinkohle einschließlich Anthrazit, bituminöse Kohle, subbituminöse Kohle, Koks, Halbkoks, Petrolkoks	44,2	44,2	44,2
	S2	Braunkohle, Braunkohlenbriketts, Schieferöl	41,8	41,8	41,8
	S3	Torf, Torfbriketts	39,0	39,0	39,0
	S4	Trockene Biomasse, einschließlich Holz und andere feste Biomasse wie Holzpellets und -briketts, getrocknete Holzspäne, sauberes und trockenes Abfallholz, Nussschalen, Oliven- und andere Steine	33,0	33,0	37,0
	S5	Sonstige feste Biomasse, einschließlich alles Holzes, das nicht unter S4 fällt, sowie Schwarz- und Braunlauge	25,0	25,0	30,0
	S6	Siedlungs- und Industrieabfälle (nicht-erneuerbar) und erneuerbare/biologisch abbaubare Abfälle	25,0	25,0	25,0
Flüssigkeiten	L7	Schweres Heizöl, Gas-/Dieselöl, andere Ölprodukte	44,2	44,2	44,2
	L8	Bio-Flüssigkeiten, einschließlich Bio-Methanol, Bio-Ethanol, Bio-Butanol, Biodiesel und andere Bio-Flüssigkeiten	44,2	44,2	44,2
	L9	Flüssige Abfälle einschließlich biologisch abbaubarer und nicht erneuerbarer Abfälle (einschließlich Talg, Fett und verbrauchtes Getreide)	25,0	25,0	29,0
Gasförmig	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 Vergärung, Mülldeponien und Abwasseraufbereitung	42,0	42,0	42,0
	G13	Kokereigas, Hochofengas, Grubengas und andere rückgewonnene Gase (außer Raffineriegas)	35,0	35,0	35,0
Andere	O14	Abwärme (einschließlich Hochtemperatur-Prozessabgase, Produkte aus exothermen chemischen Reaktionen)			30,0

Tabelle 2: Referenzwirkungsgrade für die Wärmeerzeugung

Kategorie		Art des Kraftstoffs	Jahr der Errichtung					
			Vor 2016			Ab 2016		
			Heißes Wasser	Dampf ⁽¹⁵⁾	Direkte Nutzung von Abgasen ⁽¹⁶⁾	Heißes Wasser	Dampf ⁽¹⁵⁾	Direkte Nutzung von Abgasen ⁽¹⁶⁾
Feststoffe	S1	Steinkohle einschließlich Anthrazit, bituminös Kohle, Unter bituminös Kohle, Koks, Halbkoks, Haustier Koks	88	83	80	88	83	80
	S2	Braunkohle, Braunkohle Briketts, Schieferöl	86	81	78	86	81	78
	S3	Torf, Torf Briketts	86	81	78	86	81	78
	S4	Trockene Biomasse einschließlich Holz und andere Feststoffe Biomasse einschließlich Holzpellets und Briketts, getrocknet Holzspäne, sauber und trocken Altholz, Nussschalen und Oliven und andere Steine	86	81	78	86	81	78
	S5	Sonstige Feststoffe Biomasse einschließlich aller Holz nicht enthalten unter S4 und schwarz	80	75	72	80	75	72

	und braun Spirituosen						
--	--------------------------	--	--	--	--	--	--

-
- (15) Wenn Dampfanlagen die Kondensatrückführung bei der Berechnung der Wärmewirkungsgrade von KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) nicht berücksichtigen, sind die in der obigen Tabelle angegebenen Dampfwirkungsgrade um 5 Prozentpunkte zu erhöhen.
- (16) Die Werte für die direkte Verwendung von Abgasen sind zu verwenden, wenn die Temperatur 250 °C oder mehr beträgt.

	S6	Siedlungs- und Industrieabfälle (nicht erneuerbar) und erneuerbare/biologisch abbaubare Abfälle	80	75	72	80	75	72
Flüssigkeiten	L7	Schweres Heizöl, Gas-/Dieselöl, andere Ölprodukte	89	84	81	85	80	77
	L8	Bio-Flüssigkeiten, einschließlich Bio-Methanol, Bio-Ethanol, Bio-Butanol, Biodiesel und andere Bio-Flüssigkeiten	89	84	81	85	80	77
	L9	Flüssige Abfälle einschließlich biologisch abbaubarer und nicht erneuerbarer Abfälle (einschließlich Talg, Fett und Biertreber)	80	75	72	75	70	67
Gasförmig	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 hergestellt aus anaerob Verdauung, Mülldeponie, und Kanalisation Behandlung	70	65	62	80	75	72
	G13	Koks-Ofen Gas, Explosion	80	75	72	80	75	72

		Gas aus dem Ofen, Grubengas, und andere zurückgewonnen Gase (ausgenommen Raffineriegas)						
Andere	O14	Abwärme (einschließlich Hochtemperatur-Prozessabgase, Produkte aus exothermen chemischen Reaktionen)	-	-	-	92	87	-