

II

(Nicht veröffentlichungsbedürftige Rechtsakte, die in Anwendung des EG-Vertrags/Euratom-Vertrags erlassen wurden)

ENTSCHEIDUNGEN UND BESCHLÜSSE

KOMMISSION

ENTSCHEIDUNG DER KOMMISSION

vom 18. Juli 2007

**zur Festlegung von Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend
Treibhausgasemissionen im Sinne der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des
Rates (Monitoring-Leitlinien)**

(Bekannt gegeben unter Aktenzeichen K(2007) 3416)

(Text von Bedeutung für den EWR)

(2007/589/EG)

DIE KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN —

gestützt auf den Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft,

gestützt auf die Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates ⁽¹⁾, insbesondere auf Artikel 14 Absatz 1,

in Erwägung nachstehender Gründe:

- (1) Eine umfassende, kohärente, transparente und genaue Überwachung von und Berichterstattung über Treibhausgasemissionen im Sinne der in dieser Entscheidung festgelegten Leitlinien sind Voraussetzung für das Funktionieren des mit der Richtlinie 2003/87/EG eingeführten Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten.
- (2) Während des ersten Anwendungszyklus des genannten Systems, der das Jahr 2005 umfasst, haben Anlagenbetreiber, Prüfstellen und die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten erste Ergebnisse der Überwachung, Prüfung und Berichterstattung im Sinne der Entscheidung 2004/156/EG der Kommission vom 29. Januar 2004 zur Festlegung von Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽²⁾ zusammengetragen.

- (3) Im Zuge der Überprüfung der Entscheidung 2004/156/EG wurde klar, dass die in der Entscheidung festgelegten Leitlinien zur Klarstellung und im Interesse einer höheren Kosteneffizienz in mehreren Punkten geändert werden müssen. Angesichts der Vielzahl der Änderungen empfiehlt es sich, die Entscheidung 2004/156/EG zu ersetzen.
- (4) Ferner empfiehlt es sich, die Anwendung der Leitlinien für Anlagen mit in der vorangegangenen Handelsperiode geprüften berichteten Emissionen von durchschnittlich weniger als 25 000 Tonnen fossilem CO₂ pro Jahr zu erleichtern, die Harmonisierung weiter voranzutreiben und technische Fragen zu klären.
- (5) Soweit relevant, wurde den Leitlinien für die Überwachung von Treibhausgasen der Zwischenstaatlichen Sachverständigengruppe für Klimaänderungen (*Intergovernmental Panel on Climate Change*, IPCC), der Internationalen Normenorganisation (ISO), der Treibhausgasprotokoll-Initiative des *World Business Council on Sustainable Development* (WBCSD) und des *World Resources Institute* (WRI) Rechnung getragen.
- (6) Die von den Anlagenbetreibern nach Maßgabe dieser Entscheidung übermittelten Daten sollten es erleichtern, einen Bezug herzustellen zwischen Emissionen, die im Rahmen der Richtlinie 2003/87/EG mitgeteilt werden, Emissionen, die dem mit der Verordnung (EG) Nr. 166/

⁽¹⁾ ABl. L 275 vom 25.10.2003, S. 32. Richtlinie geändert durch die Richtlinie 2004/101/EG (AbL. L 338 vom 13.11.2004, S. 18).

⁽²⁾ ABl. L 59 vom 26.2.2004, S. 1.

- 2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über die Schaffung eines Europäischen Schadstoffreisetzung- und -verbringungsregisters und zur Änderung der Richtlinien 91/689/EWG und 96/61/EG des Rates ⁽¹⁾ eingeführten Europäischen Schadstoffreisetzung- und -verbringungsregister (EPRTR) gemeldet werden, und Emissionen, die auf Basis der unterschiedlichen Quellenkategorien der Zwischenstaatlichen Sachverständigengruppe für Klimaänderungen (IPCC) in Form nationaler Inventare gemeldet werden.
- (7) Indem die Kosteneffizienz der Überwachungsmethoden insgesamt verbessert wird, ohne dabei die Genauigkeit der berichteten Emissionsdaten und die Gesamtintegrität der Überwachungssysteme in Frage zu stellen, sollten Anlagenbetreiber und zuständige Behörden grundsätzlich in der Lage sein, ihren Verpflichtungen im Rahmen der Richtlinie 2003/87/EG mit wesentlich geringerem Kostenaufwand nachzukommen. Dies gilt vor allem für Anlagen, die reine Biomasse-Brennstoffe verwenden, und für Kleinemittenten.
- (8) Die Berichterstattungsvorschriften wurden mit der diesbezüglichen Regelung von Artikel 21 der Richtlinie 2003/87/EG in Einklang gebracht.
- (9) Die Vorschriften, die das Monitoringkonzept betreffen, wurden präzisiert und verschärft, um die Bedeutung dieses Konzepts für eine verlässliche Berichterstattung und aussagekräftige Prüfungsergebnisse stärker hervorzuheben.
- (10) Tabelle 1 in Anhang I enthält Mindestkriterien, die zeitlich unbegrenzt gelten sollten. Die spezifischen Einträge in dieser Tabelle wurden auf der Grundlage der von den Mitgliedstaaten, von Anlagenbetreibern und von Prüfstellen zusammengetragenen Informationen überprüft, auch unter Berücksichtigung der Änderungen an den Regelungen, die sich auf Verbrennungsemissionen aus Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG beziehen und an den tätigkeitsspezifischen Leitlinien vorgenommen wurden; sie dürften somit ein angemessenes Gleichgewicht zwischen Kosteneffizienz und Genauigkeit reflektieren.
- (11) Es wurde ein Fall-back-Konzept mit Mindestunsicherheitsschwellen eingeführt, um für die Überwachung von Emissionen aus sehr spezifischen oder komplexen Anlagen eine alternative Methode anzubieten, die es gestattet, die betreffenden Anlagen von der Anwendung des Ebenenkonzeptes auszunehmen und eine der Situation angepasste Überwachungsmethode zu konzipieren.
- (12) Die Regelungen für weitergeleitetes und inhärentes CO₂, das in Anlagen, die unter die Richtlinie 2003/87/EG fallen, als reiner Stoff oder als Brennstoff eingesetzt wird oder diese Anlagen als solcher verlässt, wurden präzisiert und verschärft, um sie besser mit den Berichterstattungspflichten der Mitgliedstaaten im Rahmen des Kyoto-Protokolls zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen in Einklang zu bringen.
- (13) Die Liste der Referenzemissionsfaktoren wurde um Informationen aus den Leitlinien der Zwischenstaatlichen Sachverständigengruppe für Klimaänderungen für 2006 („IPCC-Leitlinien“) erweitert und aktualisiert. Sie wurde auf der Grundlage der IPCC-Leitlinien für eine große Brennstoffpalette auch um Referenzwerte für untere Heizwerte ergänzt.
- (14) Der Abschnitt über Kontrolle und Prüfung wurde überprüft und überarbeitet, um eine bessere begriffliche und sprachliche Übereinstimmung mit den Leitlinien der Europäischen Organisation für Zusammenarbeit im Bereich Akkreditierung (European Cooperation for Accreditation, EA), des Europäischen Komitees für Normung (CEN) und der ISO zu erreichen.
- (15) In Bezug auf die Bestimmung von Brennstoff- und Materialmerkmalen wurden die Vorschriften für die Verwendung von Ergebnissen aus Prüflaboratorien und Online-Gasanalytoren auf der Grundlage der Erfahrungen der Mitgliedstaaten mit der Umsetzung dieser Vorschriften während der ersten Handelsperiode präzisiert. Es wurden auch zusätzliche Vorschriften für Probenahmemethoden und -häufigkeiten festgelegt.
- (16) Um die Kosteneffizienz für Anlagen mit Jahresemissionen von weniger als 25 000 Tonnen fossilem CO₂ zu verbessern, wurden für diese Anlagen Ausnahmen von den spezifischen Vorschriften für Anlagen im Allgemeinen vorgesehen.
- (17) Die Einbeziehung von Oxidationsfaktoren in die Überwachungsmethodik ist bei Verbrennungsprozessen künftig wahlfrei. Für Ruß erzeugende Anlagen und Gasaufbereitungsstationen wurde ein Massenbilanzansatz eingeführt. Die Unsicherheitsanforderungen für die Ermittlung von Emissionen aus Fackeln wurden herabgesetzt, um den besonderen technischen Bedingungen dieser Anlagen Rechnung zu tragen.
- (18) Aufgrund der im Rahmen der ersten Berichterstattung mitgeteilten Probleme im Zusammenhang mit der erreichbaren Genauigkeit sollte der Massenbilanzansatz nicht Teil der tätigkeitsspezifischen Leitlinien für Mineralölraffinerien gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG sein. Die Leitlinien für die Regenerierung katalytischer Cracker und andere katalytische Regenerationsverfahren sowie für Flexicoker-Emissionen wurden überarbeitet, um den spezifischen technischen Merkmalen dieser Anlagen Rechnung zu tragen.
- (19) Die Vorschriften und Schwellenwerte für die Anwendung des Massenbilanzansatzes wurden für Kokereien, Sinteranlagen sowie Eisen- und Stahlwerke verschärft. Sie wurden ferner um Emissionsfaktoren aus den IPCC-Leitlinien ergänzt.
- (20) Terminologie und Methodik für Zementklinkeranlagen und Kalkwerke wurden der gängigen Handelspraxis der unter diese Entscheidung fallenden Sektoren angepasst. Die Verwendung von Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren und Umsetzungsfaktoren wurde mit den diesbezüglichen Bestimmungen für andere unter die Richtlinie 2003/87/EG fallende Tätigkeiten in Einklang gebracht.
- (21) In Anhang IX wurden für Anlagen der Glasindustrie zusätzliche Emissionsfaktoren festgelegt.
- (22) Die Unsicherheitsanforderungen für Emissionen aus der Kalzinierung von Rohstoffen aus Keramikwerken wurden gelockert, um Situationen Rechnung zu tragen, in denen die Tonerde direkt aus der Tongrube stammt. Die rein output-

(1) ABl. L 33 vom 4.2.2006, S. 1.

orientierte Methode sollte aufgrund ihrer begrenzten Anwendbarkeit, wie dies im ersten Berichtszeitraum festgestellt wurde, nicht länger angewandt werden.

- (23) Es sollten spezifische Leitlinien für die Ermittlung von Treibhausgasemissionen durch kontinuierliche Emissionsmesssysteme festgelegt werden, um in Einklang mit den Artikeln 14 und 24 sowie Anhang IV der Richtlinie 2003/87/EG die konsequente Anwendung von auf Emissionsmessungen beruhenden Überwachungssystemen zu unterstützen.
- (24) Die Anerkennung von Tätigkeiten im Zusammenhang mit der CO₂-Abscheidung und -Speicherung ist in dieser Entscheidung nicht vorgesehen; sie setzt eine Änderung der Richtlinie 2003/87/EG oder die Einbeziehung dieser Tätigkeiten im Sinne von Artikel 24 der Richtlinie voraus.
- (25) Die in den Anhängen dieser Entscheidung festgelegten Leitlinien enthalten überarbeitete, detaillierte Kriterien für die Überwachung von und Berichterstattung über Treibhausgasemissionen infolge von Tätigkeiten, die in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgelistet sind. Die relevanten Treibhausgase wurden den betreffenden Tätigkeiten auf der Grundlage der Grundsätze für die Überwachung und Berichterstattung gemäß Anhang IV der Richtlinie, deren Anwendung für den 1. Januar 2008 vorgesehen ist, zugeordnet.
- (26) Gemäß Artikel 15 der Richtlinie 2003/87/EG müssen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass die von den Anlagenbetreibern vorgelegten Berichte nach den Kriterien gemäß Anhang V geprüft werden.
- (27) Die in dieser Entscheidung festgelegten Leitlinien werden innerhalb von zwei Jahren nach dem Tag ihres Anwendungsbeginns erneut überprüft.
- (28) Die in dieser Entscheidung vorgesehenen Maßnahmen entsprechen der Stellungnahme des gemäß Artikel 8 der Entscheidung 93/389/EWG ⁽¹⁾ eingesetzten Ausschusses —

HAT FOLGENDE ENTSCHEIDUNG ERLASSEN:

Artikel 1

Die Leitlinien für die Überwachung von und Berichterstattung über Treibhausgasemissionen aus den in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG genannten Tätigkeiten sind in den Anhängen dieser Entscheidung festgelegt.

Die Leitlinien beruhen auf den in Anhang IV der genannten Richtlinie festgeschriebenen Grundsätzen.

Artikel 2

Die Entscheidung 2004/156/EG wird ab dem Datum gemäß Artikel 3 aufgehoben.

Artikel 3

Diese Entscheidung gilt ab dem 1. Januar 2008.

Artikel 4

Diese Entscheidung ist an die Mitgliedstaaten gerichtet.

Brüssel, den 18. Juli 2007

Für die Kommission

Stavros DIMAS

Mitglied der Kommission

⁽¹⁾ ABL L 167 vom 9.7.1993, S. 31. Entscheidung zuletzt geändert durch die Verordnung (EG) Nr. 1882/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates (ABL L 284 vom 31.10.2003, S. 1).

VERZEICHNIS DER ANHÄNGE

	<i>Seite</i>
Anhang I	Allgemeine Leitlinien 5
Anhang II	Leitlinien für Emissionen aus der Verbrennung infolge von Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG 48
Anhang III	Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Mineralölraffinerien gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG 55
Anhang IV	Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Kokereien gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG 57
Anhang V	Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Röst- und Sinteranlagen für Metallerz gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG 61
Anhang VI	Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggussanlagen, gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG 64
Anhang VII	Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Zementklinker gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG 68
Anhang VIII	Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Kalk gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG 73
Anhang IX	Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Glas gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG 76
Anhang X	Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von keramischen Erzeugnissen gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG 78
Anhang XI	Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Zellstoff und Papier gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG 83
Anhang XII	Leitlinien für die Ermittlung von Treibhausgasemissionen durch kontinuierliche Emissionsmessung 85

ANHANG I

ALLGEMEINE LEITLINIEN

INHALTSVERZEICHNIS

	<i>Seite</i>
1. Einleitung	7
2. Begriffsbestimmungen	7
3. Grundsätze der Überwachung und Berichterstattung	10
4. Überwachung von Treibhausgasemissionen	11
4.1. Systemgrenzen	11
4.2. Berechnungs- oder Messmethodik	11
4.3. Das Monitoringkonzept	12
5. Methoden zur Berechnung von CO ₂ -Emissionen	13
5.1. Berechnungsformeln	13
5.2. Das Ebenenkonzept	14
5.3. Das Fall-back-Konzept	19
5.4. Tätigkeitsdaten	19
5.5. Emissionsfaktoren	20
5.6. Oxidations- und Umsetzungsfaktoren	20
5.7. Weitergeleitetes CO ₂	21
6. Messmethodik	21
6.1. Allgemeines	21
6.2. Ebenen für Messmethoden	22
6.3. Weitere Verfahren und Anforderungen	22
7. Unsicherheitsbewertung	23
7.1. Berechnung	23
7.2. Messung	25
8. Berichterstattung	25
9. Aufbewahrung von Informationen	27
10. Kontrolle und Prüfung	28
10.1. Datenerhebung und Datenverwaltung	28
10.2. Kontrollsystem	28
10.3. Kontrolltätigkeiten	28
10.3.1. Verfahren und Zuständigkeiten	28
10.3.2. Qualitätssicherung	29
10.3.3. Überprüfung und Validierung von Daten	29

	<i>Seite</i>
10.3.4. Ausgelagerte Prozesse	30
10.3.5. Berichtigungen und Korrekturmaßnahmen	30
10.3.6. Aufzeichnungen und Dokumentation	30
10.4. Prüfung	30
10.4.1. Allgemeine Grundsätze	30
10.4.2. Prüfmethode	31
11. Emissionsfaktoren	33
12. Liste CO ₂ -neutraler Biomasse	34
13. Bestimmung tätigkeitsspezifischer Daten und Faktoren	36
13.1. Bestimmung des unteren Heizwertes und der Emissionsfaktoren für Brennstoffe	36
13.2. Bestimmung tätigkeitsspezifischer Oxidationsfaktoren	37
13.3. Bestimmung von Prozessemissionsfaktoren, Umsetzungsfaktoren und Zusammensetzungsdaten	37
13.4. Bestimmung eines Biomasseanteils	37
13.5. Kriterien für die Bestimmung von Brennstoff- und Materialeigenschaften	38
13.5.1. Inanspruchnahme akkreditierter Laboratorien	38
13.5.2. Inanspruchnahme nicht akkreditierter Laboratorien	38
13.5.3. Online-Gasanalytoren und Gaschromatografen	39
13.6. Probenahmemethoden und Häufigkeit der Analysen	39
14. Berichtsformat	40
14.1. Anlagenstammdaten	40
14.2. Tätigkeiten im Überblick	41
14.3. Emissionen aus der Verbrennung (Berechnung)	42
14.4. Prozessemissionen (Berechnung)	42
14.5. Massenbilanzansatz	43
14.6. Messansatz	43
15. Kategorien für die Berichterstattung	43
15.1. IPCC-Berichtsformat	43
15.2. Quellenkategorien — Codes	45
16. Anforderungen an Anlagen mit geringen Emissionen	47

1. EINLEITUNG

In diesem Anhang sind die allgemeinen Leitlinien für die Überwachung von und Berichterstattung über Emissionen von Treibhausgasen (*Monitoring-Leitlinien*) festgelegt, die für die in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG genannten Tätigkeiten spezifiziert sind. Die Anhänge II-XI enthalten zusätzliche Leitlinien für tätigkeits-spezifische Emissionen.

2. BEGRIFFSBESTIMMUNGEN

Für die Zwecke dieses Anhangs sowie der Anhänge II bis XII gelten die Begriffsbestimmungen der Richtlinie 2003/87/EG:

1. Darüber hinaus gelten die folgenden grundlegenden Begriffsbestimmungen:
 - a) „Tätigkeiten“: die in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG genannten Tätigkeiten;
 - b) „zuständige Behörde“: die gemäß Artikel 18 der Richtlinie 2003/87/EG benannte(n) zuständige(n) Stelle(n);
 - c) „Emissionsquelle“: ein einzeln identifizierbarer Teil (Punkt oder Prozess) einer Anlage, aus dem relevante Treibhausgase emittiert werden;
 - d) „Brennstoff-/Materialstrom (Stoffstrom)“: ein spezifischer Brennstoff, ein spezifisches Rohmaterial oder ein spezifisches Produkt, bei dessen Verbrauch oder Erzeugung an einer oder mehreren Emissionsquellen relevante Treibhausgase emittiert werden;
 - e) „Überwachungsmethodik“: die Summe der von einem Anlagenbetreiber verwendeten Ansätze zur Bestimmung der Emissionen einer bestimmten Anlage;
 - f) „Monitoringkonzept“: eine ausführliche, vollständige und transparente Beschreibung der Überwachungsmethode einer bestimmten Anlage, einschließlich Angaben zur Datenerhebung und Datenverwaltung, und des Systems zur Kontrolle –ihrer Richtigkeit;
 - g) „Ebene“: ein bestimmtes Element einer Methode zur Bestimmung von Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren sowie Oxidations- oder Umsetzungsfaktoren;
 - h) „jährlich“: die einem Kalenderjahr (1. Januar bis 31. Dezember) entsprechende Zeitspanne;
 - i) „Berichtszeitraum“: das Kalenderjahr, in dem Emissionen überwacht und berichtet werden müssen;
 - j) „Handelsperiode“: eine sich über mehrere Jahre erstreckende Phase des Emissionshandelssystems (z. B. 2005-2007 oder 2008-2012), für die der betreffende Mitgliedstaat gemäß Artikel 11 Absätze 1 und 2 der Richtlinie 2003/87/EG einen nationalen Zuteilungsplan aufstellt.
2. Für Emissionen, Brennstoffe und Materialien gelten die folgenden Begriffsbestimmungen:
 - a) „Emissionen aus der Verbrennung“: Treibhausgasemissionen, die bei der exothermen Reaktion eines Brennstoffes mit Sauerstoff entstehen;
 - b) „Prozessemissionen“: Treibhausgasemissionen, bei denen es sich nicht um Emissionen aus der Verbrennung handelt und die infolge einer beabsichtigten bzw. unbeabsichtigten Reaktion zwischen Stoffen oder ihrer Umwandlung entstehen, einschließlich der chemischen oder elektrolytischen Reduktion von Metallerzen, der thermischen Zersetzung von Stoffen und der Erzeugung von Stoffen zur Verwendung als Produkt oder Ausgangsmaterial;
 - c) „inhärentes CO₂“: CO₂, das Teil eines Brennstoffes ist;
 - d) „konservativ“: beruhend auf einer Reihe von auf Sicherheit bedachten Annahmen, wodurch gewährleistet werden soll, dass Jahresemissionen nicht unterschätzt werden;
 - e) „Charge“: eine bestimmte Brennstoff- oder Materialmenge, die als Einzellieferung oder kontinuierlich über einen bestimmten Zeitraum hinweg repräsentativ beprobt, charakterisiert und weitergeleitet wird;
 - f) „kommerzieller Brennstoff“: Brennstoff einer bestimmten Zusammensetzung, der häufig und frei gehandelt wird, vorausgesetzt der Handel mit der betreffenden Charge erfolgt zwischen wirtschaftlich unabhängigen Partnern, einschließlich alle kommerziellen Standardbrennstoffe, Erdgas, schweres und leichtes Heizöl, Kohle und Petrolkoks;

- g) „kommerzielles Material“: Material einer bestimmten Zusammensetzung, das häufig und frei gehandelt wird, vorausgesetzt der Handel mit der betreffenden Charge erfolgt zwischen wirtschaftlich unabhängigen Partnern;
- h) „kommerzieller Standardbrennstoff“: ein international standardisierter handelsüblicher Brennstoff, der in Bezug auf seinen spezifischen Heizwert ein 95 %-iges Konfidenzintervall von höchstens ± 1 % aufweist, einschließlich Gasöl, leichtes Heizöl, Benzin, Lampenöl, Kerosin, Ethan, Propan und Butan.
3. Für Messungen gelten die folgenden Begriffsbestimmungen:
- a) „Genauigkeit“: der Grad der Übereinstimmung zwischen dem Messergebnis und dem wahren Wert einer bestimmten Größe (oder einem empirisch mit Hilfe von international anerkanntem und rückverfolgbarem Kalibriermaterial nach Standardmethoden bestimmten Referenzwert), wobei sowohl zufällig auftretende als auch systematische Einflussfaktoren berücksichtigt werden;
- b) „Unsicherheit“: ein sich auf das Ergebnis einer Größenbestimmung beziehender Parameter, der die Streuung der Werte charakterisiert, die dieser Größe wahrscheinlich zugeschrieben werden können, einschließlich der Effekte durch systematische und zufällig auftretende Einflussfaktoren, ausgedrückt als Abweichung der auftretenden Werte rund um den Mittelwert in Prozent unter Ansatz eines Konfidenzintervalls von 95 %, wobei jede Asymmetrie der Werteverteilung berücksichtigt wird;
- c) „arithmetisches Mittel“: die Summe der Werte einer Grundgesamtheit, geteilt durch die Anzahl der Werte dieser Grundgesamtheit;
- d) „Messung“: eine Reihe von Arbeitsschritten zur Ermittlung des Wertes einer Größe;
- e) „Messinstrument“: ein Gerät, das allein oder in Verbindung mit einem oder mehreren Zusatzgeräten zur Durchführung von Messungen bestimmt ist;
- f) „Messsystem“: die Gesamtheit der Messinstrumente und sonstigen Ausrüstungen, z. B. Probenahme-geräte und Datenverarbeitungssysteme, die zur Bestimmung von Variablen wie Tätigkeitsdaten, Kohlenstoffgehalt, Heizwert oder Emissionsfaktor von CO₂-Emissionen bestimmt sind;
- g) „Kalibrierung“: ein Reihe von Arbeitsschritten zum Abgleich der Messergebnisse eines Messinstruments oder Messsystems oder den Werten eines Prüfnormals oder Referenzmaterials mit den entsprechenden Werten einer auf einen Referenzstandard rückführbaren Bezugsgröße unter vorgegebenen Bedingungen;
- h) „kontinuierliche Emissionsmessung“: eine Reihe von Arbeitsschritten zur Bestimmung des Wertes einer Größe durch periodische (mehrfach stündliche) Einzelmessungen, wobei entweder *in-situ* Messungen im Kamin oder extraktive Messungen (Positionierung des Messgeräts in Nähe des Kamins) vorgenommen werden; diese Art der Messung umfasst nicht die Entnahme einzelner Proben aus dem Kamin;
- i) „Standardbedingungen“: die Standardtemperatur von 273,15 K (d. h. 0 °C) und der Standarddruck von 101 325 Pa, die einen Normkubikmeter (Nm³) definieren.
4. Für Berechnungsmethodik und Messmethodik zur Bestimmung von CO₂-Emissionen gelten die folgenden Begriffsbestimmungen:
- a) „Unverhältnismäßig hohe Kosten“: Kosten einer Maßnahme, die nach Auffassung der zuständigen Behörde zum Gesamtnutzen der Maßnahme in keinem angemessenen Verhältnis stehen. In Bezug auf die Wahl der Ebenen kann der Schwellenwert als der einer Verbesserung des Genauigkeitsgrades entsprechende Wert der Zertifikate definiert werden. Für Maßnahmen, die die Qualität berichteter Emissionen verbessern, sich jedoch nicht unmittelbar auf die Genauigkeit auswirken, können unverhältnismäßig hohe Kosten einer Größe entsprechen, die über einen indikativen Schwellenwert von 1 % des Durchschnittswertes der für die vorangegangene Handelsperiode vorliegenden Emissionsdaten hinausgeht. Für Anlagen ohne vergleichbaren Hintergrund werden Daten aus repräsentativen Anlagen, die dieselben oder vergleichbare Tätigkeiten durchführen, als Bezugsgrößen verwendet und entsprechend ihrer Kapazität eingestuft;
- b) „technisch machbar“: der Anlagenbetreiber ist in der Lage, innerhalb der erforderlichen Zeitspanne technische Mittel zu beschaffen, die den Erfordernissen eines vorgeschlagenen Systems gerecht werden;

- c) „De-minimis-Brennstoff-/Materialströme“: eine vom Anlagenbetreiber ausgewählte Gruppe von emissionsschwachen Stoffströmen, die kumuliert höchstens 1 kt der jährlichen Emissionen an fossilem CO₂ freisetzen oder die kumuliert für weniger als 2 % (bis zu einem maximalen Gesamtanteil von 20 kt fossilem CO₂/Jahr) der jährlichen CO₂-Gesamtemissionen dieser Anlage vor Abzug des weitergeleiteten CO₂ verantwortlich sind, wobei der jeweils absolut höhere Wert maßgebend ist;
 - d) „emissionsstarke Brennstoff-/Materialströme“: eine Gruppe von Stoffströmen, die nicht zur Gruppe der emissionsschwachen Stoffströme gehören;
 - e) „emissionsschwache Brennstoff-/Materialströme“: die vom Anlagenbetreiber ausgewählten Stoffströme, die kumuliert höchstens 5 kt der jährlichen Emissionen an fossilem CO₂ freisetzen oder die kumuliert für weniger als 10 % (bis zu einem maximalen Gesamtanteil von 100 kt fossilem CO₂/Jahr) der jährlichen CO₂-Gesamtemissionen dieser Anlage vor Abzug des weitergeleiteten CO₂ verantwortlich sind, wobei der jeweils absolut höhere Wert maßgebend ist;
 - f) „Biomasse“: nicht fossile, biologisch abbaubare organische Stoffe pflanzlichen, tierischen und mikroorganischen Ursprungs, einschließlich Produkte, Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle aus der Land- und Forstwirtschaft und verwandten Industrien, sowie nicht fossile, biologisch abbaubare organische Fraktionen von Industrie- und Siedlungsabfällen, einschließlich Gase und Flüssigkeiten, die bei der Zersetzung nicht fossiler und biologisch abbaubarer organischer Stoffe anfallen;
 - g) „rein“: stoffbezogen: wenn ein Material oder ein Brennstoff entsprechend der Handelsklassifizierung von „purum“ zu mindestens 97 % (bezogen auf die Masse) aus dem genannten Stoff oder Element besteht; in Bezug auf Biomasse: der Anteil Biomassekohlenstoff am Gesamtkohlenstoffgehalt des Brennstoffs oder Materials;
 - h) „Energiebilanzmethode“: eine Methode zur Schätzung der als Brennstoff in einem Kessel verwendeten Energiemenge, berechnet als Summe nutzbarer Wärme und aller relevanten Energieverluste durch Strahlung, Wärmeleitung und über Abgase.
5. Für die Kontrolle und Prüfung gelten die folgenden Begriffsbestimmungen:
- a) „Kontrollrisiken“: die Anfälligkeit eines Parameters im jährlichen Emissionsbericht für wesentliche Falschangaben, die vom Kontrollsystem weder rechtzeitig verhindert noch erkannt und berichtigt werden können;
 - b) „Entdeckungsrisiko“: das Risiko, dass die Prüfstelle eine wesentliche Falschangabe oder eine wesentliche Nichtkonformität nicht entdecken wird;
 - c) „inhärentes Risiko“: die Anfälligkeit eines Parameters im jährlichen Emissionsbericht für wesentliche Falschangaben, wobei davon ausgegangen wird, dass in diesem Zusammenhang keine anderen Kontrollen stattgefunden haben;
 - d) „Prüfungsrisiko“: das Risiko, dass die Prüfstelle ein unangemessenes Prüfgutachten erstellt. Das Prüfungsrisiko ist abhängig von inhärenten Risiken, von Kontrollrisiken und vom Entdeckungsrisiko;
 - e) „hinreichende Sicherheit“: ein im Prüfgutachten positiv zum Ausdruck kommender hoher, jedoch nicht absoluter Grad an Sicherheit, dass der prüfungspflichtige Emissionsbericht keine wesentlichen Falschangaben enthält und dass die Anlage nicht durch wesentliche Nichtkonformität gekennzeichnet ist;
 - f) „Grad an Wesentlichkeit“: der quantitative Schwellen- oder Grenzwert, der zu verwenden ist, um ein angemessenes Prüfgutachten über die im jährlichen Emissionsbericht mitgeteilten Emissionsdaten zu erstellen;
 - g) „Grad an Sicherheit“: das Maß, in dem sich die Prüfstelle sicher ist, in ihrem abschließenden Prüfgutachten belegen bzw. widerlegen zu können, dass die im jährlichen Emissionsbericht einer Anlage enthaltenen Informationen keine wesentlichen Falschangaben enthalten;
 - h) „Nichtkonformität“: jede vorsätzliche oder nicht vorsätzliche Handlung oder Unterlassung einer Handlung durch eine in Prüfung befindliche Anlage, die den Anforderungen des von der zuständigen Behörde im Rahmen der Genehmigung der Anlage genehmigten Monitoringkonzepts zuwiderläuft;
 - i) „wesentliche Nichtkonformität“: Nichtkonformität mit den Anforderungen des von der zuständigen Behörde im Rahmen der Genehmigung der Anlage genehmigten Monitoringkonzepts, die dazu führen könnte, dass die Anlage von der zuständigen Behörde anders behandelt wird;
 - j) „wesentliche Falschangabe“: eine (aufgrund von Unterlassungen, Fehlinterpretationen und Fehlern, zulässige Unsicherheiten ausgenommen) falsche Angabe im jährlichen Emissionsbericht, die nach

bestem fachlichen Ermessen der Prüfstelle die Bewertung des jährlichen Emissionsberichts durch die zuständigen Behörde beeinflussen könnte, z. B. wenn die Falschangabe den Grad an Wesentlichkeit überschreitet;

- k) „Akkreditierung“: im Prüfungskontext die formelle Bescheinigung einer Akkreditierungsstelle auf der Grundlage einer Entscheidung im Anschluss an eine ausführliche Bewertung, dass eine bestimmte Prüfstelle die Kompetenz und Unabhängigkeit besitzt, unter vorgegebenen Bedingungen Prüfungen durchzuführen;
- l) „Prüfung“: die zur Erstellung eines Prüfgutachtens durchgeführten Tätigkeiten einer Prüfstelle im Sinne von Artikel 15 und Anhang V der Richtlinie 2003/87/EG;
- m) „Prüfstelle“: eine kompetente, unabhängige, akkreditierte Prüfungseinrichtung oder Person, die nach Maßgabe der Durchführungsvorschriften, die der betreffende Mitgliedstaat gemäß Anhang V der Richtlinie 2003/87/EG festgelegt hat, für die Durchführung der Prüfung und die Berichterstattung über den Prüfungsablauf zuständig ist.

3. GRUNDSÄTZE DER ÜBERWACHUNG UND BERICHTERSTATTUNG

Im Interesse einer genauen und überprüfaren Überwachung von Treibhausgasemissionen mit entsprechender Berichterstattung im Sinne der Richtlinie 2003/87/EG sind folgende Grundsätze zu berücksichtigen:

Vollständigkeit. Bei der Emissionsüberwachung einer Anlage und der entsprechenden Berichterstattung sind alle Prozess- und Verbrennungsemissionen aus sämtlichen Emissionsquellen und Brennstoff-/Materialströmen im Zusammenhang mit Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG sowie alle Treibhausgasemissionen, die für diese Tätigkeiten aufgelistet sind, zu berücksichtigen. Doppelerfassungen sind zu vermeiden.

Konsistenz. Die Vergleichbarkeit überwachter und berichteter Emissionen muss durch die zeitlich konsequente Anwendung derselben Überwachungsmethoden und Datensätze gewährleistet sein. Die Überwachungsmethoden können in Einklang mit den Bestimmungen dieser Monitoring-Leitlinien geändert werden, wenn die Genauigkeit der Daten im Emissionsbericht auf diese Weise verbessert wird. Änderungen an den Überwachungsmethoden müssen von der zuständigen Behörde genehmigt und in Einklang mit den Bestimmungen dieser Monitoring-Leitlinien umfassend dokumentiert werden.

Transparenz. Alle Überwachungsdaten (einschließlich Annahmen, Bezugswerte, Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren, Oxidationsfaktoren und Umsetzungsfaktoren) sind so zu ermitteln, zu erfassen, zusammenzustellen, zu analysieren und zu dokumentieren, dass die Emissionsbestimmung von der Prüfstelle und der zuständigen Behörde nachvollzogen werden kann.

Richtigkeit. Es ist sicherzustellen, dass die ermittelten Emissionen nicht systematisch über oder unter den tatsächlichen Emissionswerten liegen. Unsicherheitsquellen müssen identifiziert und soweit wie möglich reduziert werden. Alle Arbeiten sind mit angemessener Sorgfalt auszuführen, um sicherzustellen, dass bei der Berechnung bzw. Messung der Emissionen möglichst genaue Ergebnisse erzielt werden. Die Anlagenbetreiber müssen dafür Sorge tragen, dass die Integrität der berichteten Emissionen mit hinreichender Sicherheit feststellbar ist. Die Emissionen sind nach den in diesen Monitoring-Leitlinien vorgegebenen Überwachungsmethoden zu ermitteln. Alle Messgeräte und sonstigen Prüfinstrumente, die für die Meldung von Überwachungsdaten eingesetzt werden, müssen ordnungsgemäß bedient, gewartet, kalibriert und geprüft werden. Datenbögen und sonstige Hilfsmittel, die zur Speicherung und Bearbeitung von Überwachungsdaten verwendet werden, dürfen keinerlei Fehler aufweisen. Die Emissionsberichte und die darin gemachten Aussagen dürfen keine wesentlichen Falschangaben enthalten, und bei der Auswahl und Präsentation der Informationen sind jegliche Verzerrungen zu vermeiden; die Berichte müssen außerdem eine glaubwürdige und ausgewogene Darstellung der Emissionen einer Anlage gewährleisten.

Kosteneffizienz. Bei der Wahl einer Überwachungsmethode sind die Vorzüge einer größeren Genauigkeit gegen den zusätzlichen Kostenaufwand abzuwägen. Daher ist bei der Überwachung von Emissionen und der Erstellung der Emissionsberichte stets größtmögliche Genauigkeit anzustreben, sofern dies technisch machbar ist und keine unverhältnismäßig hohen Kosten verursacht. Was die Überwachungsmethode selbst betrifft, so sind die Anleitungen für den Anlagenbetreiber nachvollziehbar und einfach darzustellen. Doppelarbeiten sind zu vermeiden, und bereits in der Anlage vorhandene Systeme sollten berücksichtigt werden.

Verlässlichkeit. Die Adressaten eines geprüften Emissionsberichts müssen sich darauf verlassen können, dass er das darstellt, was er vorgibt bzw. was man berechtigterweise von ihm erwarten kann.

Verbesserung der Überwachung von Emissionen und der Erstellung von Emissionsberichten. Die Prüfung der Emissionsberichte ist als ein effektives und verlässliches Mittel zur Unterstützung der Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle zu sehen. Sie liefert dem Anlagenbetreiber Informationen, auf deren Grundlage dieser seine Emissionsüberwachung und -berichterstattung verbessern kann.

4. ÜBERWACHUNG VON TREIBHAUSGASEMISSIONEN

4.1. SYSTEMGRENZEN

Die Emissionsüberwachung einer Anlage und die diesbezüglichen Emissionsberichte betreffen alle relevanten Treibhausgasemissionen aus allen Emissionsquellen und/oder Brennstoff-/Materialströmen, die den in der Anlage durchgeführten Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG zugeordnet sind, sowie Tätigkeiten und Treibhausgase, die ein Mitgliedstaat gemäß Artikel 24 der Richtlinie 2003/87/EG einseitig einbezogen hat.

Gemäß Artikel 6 Absatz 2 Buchstabe b) der Richtlinie 2003/87/EG müssen Genehmigungen zur Emission von Treibhausgasen eine Beschreibung der Tätigkeiten und Emissionen der betreffenden Anlage umfassen. Entsprechend sind in der Genehmigung alle Emissionsquellen und Brennstoff-/Materialströme für Tätigkeiten anzugeben, die in Anhang I der Richtlinie aufgelistet und die überwachungs- und berichterstattungspflichtig sind. Gemäß Artikel 6 Absatz 2 Buchstabe c) der Richtlinie 2003/87/EG enthalten Genehmigungen für die Emission von Treibhausgasen Angaben zu Überwachungsaufgaben, in denen Überwachungsmethode und -häufigkeit festgelegt sind.

Emissionen aus mobilen Verbrennungsmotoren in zu Beförderungszwecken genutzten Maschinen und Geräten sind von der Emissionsschätzung ausgenommen.

Überwachungspflichtig sind Emissionen infolge des regulären Betriebs von Anlagen sowie Emissionen infolge außergewöhnlicher Vorgänge wie Inbetriebnahme/Stilllegung oder Notfallsituationen innerhalb des Berichtszeitraums.

Wenn die Produktionskapazitäten oder -leistungen infolge einer oder mehrerer Tätigkeiten, die unter ein und dieselbe Tätigkeitsbezeichnung gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG fallen, einzeln oder gemeinsam die in dem genannten Anhang festgelegten jeweiligen Grenzwerte in einer Anlage bzw. an einem Standort überschreiten, müssen alle Emissionen aus sämtlichen Emissionsquellen und/oder Brennstoff-/Materialströmen im Zusammenhang mit den in Anhang I genannten Tätigkeiten der betreffenden Anlage bzw. des betreffenden Standorts überwacht und im Emissionsbericht mitgeteilt werden.

Die Frage, ob eine zusätzliche Feuerungsanlage, wie beispielsweise eine Anlage zur Kraft-Wärme-Kopplung, als Teil einer Anlage angesehen wird, die eine andere Tätigkeit nach Anhang I durchführt, oder aber ob sie als eigenständige Anlage zu betrachten ist, hängt von den jeweiligen örtlichen Gegebenheiten ab und wird in der Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen der Anlage geregelt.

Alle Emissionen aus einer Anlage sind eben dieser Anlage zuzuordnen, und zwar unabhängig davon, ob Wärme oder Strom an andere Anlagen abgegeben werden. Emissionen, die im Zusammenhang mit der Erzeugung von Wärme oder Strom entstehen, sind der Anlage zuzurechnen, in der sie erzeugt wurden, und nicht der Anlage, an die sie abgegeben werden.

4.2. BERECHNUNGS- ODER MESSMETHODIK

Gemäß Anhang IV der Richtlinie 2003/87/EG können Emissionen bestimmt werden durch

- eine auf Berechnung beruhende Methodik, wobei Emissionen aus Stoffströmen anhand von Aktivitätsdaten ermittelt werden, die durch Messsysteme und zusätzliche Parameter aus Laboranalysen oder Standardfaktoren zustande kommen, oder durch
- eine auf Messung beruhende Methodik, wobei Emissionen aus einer Emissionsquelle durch kontinuierliche Messung der Konzentration der betreffenden Treibhausgase im Abgasstrom und durch kontinuierliche Messung des Abgasstromes als solchem ermittelt werden.

Der Anlagenbetreiber kann die Messmethodik vorschlagen, wenn er nachweisen kann, dass

- diese mit Verlass ein genaueres Ergebnis erbringt als die Berechnung der Jahresemissionen der Anlage und gleichzeitig unverhältnismäßig hohe Kosten vermieden werden und
- sich der Vergleich der Mess- und Berechnungsmethodik auf dieselben Emissionsquellen und Stoffströme bezieht.

Die Anwendung einer Messmethodik muss von der zuständigen Behörde genehmigt werden. Die Anlagenbetreiber sind verpflichtet, die Ergebnisse der Emissionsmessung für jeden Berichtszeitraum durch eine flankierende Emissionsberechnung im Sinne von Abschnitt 6.3c zu bestätigen.

Der Anlagenbetreiber kann mit Zustimmung der zuständigen Behörde Mess- und Berechnungsmethodiken für unterschiedliche Emissionsquellen und Stoffströme innerhalb einer Anlage kombinieren. Er muss dabei sicherstellen und nachweisen, dass die Emissionsbestimmung nicht lückenhaft ist bzw. dass es nicht zu Doppelerfassungen kommt.

4.3. DAS MONITORINGKONZEPT

Gemäß Artikel 6 Absatz 2 Buchstabe c) der Richtlinie 2003/87/EG enthalten Genehmigungen zur Emission von Treibhausgasen Überwachungsauflagen, in denen Überwachungsmethode und -häufigkeit festgelegt sind.

Die Überwachungsmethode ist Teil des anlagenspezifischen Monitoringkonzepts, das von der zuständigen Behörde nach den Kriterien dieses Abschnitts und seiner Unterabschnitte genehmigt werden muss. Die Mitgliedstaaten bzw. die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten tragen dafür Sorge, dass die von den Anlagen anzuwendende Überwachungsmethodik entweder in der Emissionsgenehmigung oder — soweit dies mit der Richtlinie 2003/87/EG vereinbar ist — in Form allgemeiner verbindlicher Regeln festgeschrieben wird.

Die zuständige Behörde überprüft und genehmigt das vom Anlagenbetreiber erstellte Monitoringkonzept vor Beginn des Berichtszeitraums und erneut, wenn die von einer Anlage angewandte Überwachungsmethode in wesentlichen Punkten geändert wird (siehe drittnächster Absatz).

Vorbehaltlich der Regelung gemäß Abschnitt 16 enthält das Monitoringkonzept Folgendes:

- a) eine genaue Beschreibung der zu überwachenden Anlage und der dort durchgeführten Tätigkeiten;
- b) Angaben über die Verteilung der Zuständigkeiten für Überwachung und Berichterstattung innerhalb der Anlage;
- c) eine Liste der zu überwachenden Emissionsquellen und Stoffströme, und zwar für jede Tätigkeit, die in der Anlage durchgeführt wird;
- d) eine Beschreibung der angewandten Berechnungs- bzw. Messmethodik;
- e) eine Liste und Beschreibung der Ebenen zur Bestimmung von Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren, Oxidations- und Umsetzungsfaktoren für alle zu überwachenden Stoffströme;
- f) eine Beschreibung der Messsysteme sowie der Spezifikation und des exakten Standorts der für die Stoffstromüberwachung einzusetzenden Messgeräte;
- g) einen Nachweis der Konformität mit den Unsicherheitsschwellenwerten für Tätigkeitsdaten und (ggf.) andere Parameter für die auf die einzelnen Stoffströme angewandten Ebenen;
- h) ggf. eine Beschreibung des Ansatzes für die Beprobung von Brennstoffen und Materialien zur Bestimmung des unteren Heizwertes, des Kohlenstoffgehalts, der Emissionsfaktoren, des Oxidations- und Umsetzungsfaktors und des Biomasseanteils der einzelnen Stoffströme;
- i) eine Beschreibung der vorgesehenen Bezugsquellen bzw. der Analysemethoden für die Bestimmung des unteren Heizwertes, des Kohlenstoffgehalts, der Emissionsfaktoren, des Oxidations- und Umsetzungsfaktors und des Biomasseanteils der einzelnen Stoffströme;
- j) ggf. eine Liste und Beschreibung nicht akkreditierter Laboratorien und maßgeblicher Analyseverfahren, einschließlich einer Liste aller relevanten Qualitätssicherungsmaßnahmen (z. B. laborübergreifende Vergleiche im Sinne von Abschnitt 13.5.2);
- k) ggf. eine Beschreibung der Systeme zur kontinuierlichen Emissionsmessung, die zur Überwachung einer Emissionsquelle eingesetzt werden sollen (d. h. Angaben über Messpunkte, Häufigkeit der Messungen, Messgeräte, Kalibrierverfahren, Datenerfassung und Datenspeicherung), und des Verfahrens für die flankierende Berechnung zur Bestätigung der Messung und für die Berichterstattung über Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren u. ä.;
- l) ggf. — bei Anwendung des „Fall-back-Konzepts“ (Abschnitt 5.3) — eine umfassende Beschreibung des Konzepts und der Unsicherheitsbewertung, sofern nicht bereits durch die Buchstaben a) bis k) dieser Liste abgedeckt;
- m) eine Beschreibung der Verfahren zur Datenerhebung/Datenverwaltung und der Kontrollaktivitäten sowie eine Beschreibung der Tätigkeiten (Siehe Abschnitt 10 Nummern 1-3);
- n) ggf. Angaben über relevante Verbindungen zu Aktivitäten, die im Rahmen des Gemeinschaftssystems für das Umweltmanagement und die Umweltbetriebsprüfung (EMAS) und anderer Umweltmanagementsysteme (z. B. ISO 14001:2004) durchgeführt werden, insbesondere Angaben über Verfahren und Kontrollen, die für die Überwachung von Treibhausgasemissionen und deren Berichterstattung von Belang sind.

Die Überwachungsmethodik muss geändert werden, wenn die Genauigkeit der berichteten Daten auf diese Weise verbessert werden kann, vorausgesetzt, dass dies technisch machbar ist und keine unverhältnismäßig hohen Kosten verursacht.

Wesentliche Änderungen der Überwachungsmethodik als Teil des Monitoringkonzepts müssen von der zuständigen Behörde genehmigt werden, wenn die Änderungen Folgendes betreffen:

- die Kategorieneinteilung der Anlage gemäß Tabelle 1,
- den Wechsel zwischen Berechnungs- und Messmethodik für die Emissionsermittlung,
- eine Zunahme der Unsicherheit der Tätigkeitsdaten und ggf. anderer Parameter, wenn dies der Anwendung einer anderen Ebene gleichkommt.

Alle anderen Änderungen und Vorschläge zur Änderung der Überwachungsmethode bzw. der zugrunde liegenden Datensätze sind der zuständigen Behörde mitzuteilen, sobald der Anlagenbetreiber sich dessen bewusst geworden ist oder davon ausgegangen werden kann, dass er sich dessen bewusst geworden ist, es sei denn, im Monitoringkonzept ist dieser Punkt anders geregelt.

Änderungen am Monitoringkonzept müssen klar dargelegt, begründet und in den betriebsinternen Aufzeichnungen der Anlage umfassend dokumentiert werden.

Die zuständige Behörde fordert den Anlagenbetreiber auf, sein Monitoringkonzept zu ändern, wenn dieses den Bestimmungen dieser Monitoring-Leitlinien nicht mehr entspricht.

Im Interesse des von der Kommission initiierten Informationsaustausches gemäß Artikel 21 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG zwischen den zuständigen Behörden und der Kommission in Bezug auf die Überwachung, Berichterstattung und Prüfung im Rahmen dieser Monitoring-Leitlinien und ihrer kohärenten Anwendung tragen die Mitgliedstaaten dafür Sorge, dass Überwachung, Berichterstattung und Prüfung jährlich einem Qualitätssicherungs- und Bewertungsprozess unterzogen werden.

5. METHODEN ZUR BERECHNUNG VON CO₂-EMISSIONEN

5.1. BERECHNUNGSFORMELN

CO₂-Emissionen werden entweder berechnet nach der Formel

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen} = \text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Oxidationsfaktor}$$

oder nach einem alternativen Ansatz, soweit dies in den tätigkeitsspezifischen Leitlinien vorgegeben ist.

Für Emissionen aus der Verbrennung und für Prozessemissionen haben die Ausdrücke in dieser Formel folgende Bedeutung:

Emissionen aus der Verbrennung

Die Tätigkeitsdaten beruhen auf dem Brennstoffverbrauch. Soweit in diesen Leitlinien nicht anders geregelt, werden die eingesetzte Brennstoffmenge als Energiegehalt TJ und der Emissionsfaktor als t CO₂/TJ ausgedrückt. Beim Brennstoffverbrauch wird nicht der gesamte im Brennstoff enthaltene Kohlenstoff zu CO₂ oxidiert. Eine unvollständige Oxidation entsteht durch einen ineffizienten Verbrennungsprozess, d. h. ein Teil des Kohlenstoffs wird nicht verbrannt oder nur teilweise zu Ruß oder Asche oxidiert. Dem nicht oder unvollständig oxidierten Kohlenstoff wird über den Oxidationsfaktor Rechnung getragen, der als Bruchteil von eins ausgedrückt wird. Daraus ergibt sich folgende Berechnungsformel:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen} = \text{Brennstoffstrom [t oder Nm}^3\text{]} * \text{unterer Heizwert [TJ/t oder TJ/Nm}^3\text{]} * \text{Emissionsfaktor [t CO}_2\text{/TJ]} * \text{Oxidationsfaktor}$$

Die Berechnung von Emissionen aus der Verbrennung wird in Anhang II näher erläutert.

Prozessemissionen

Die Tätigkeitsdaten beruhen auf dem Materialverbrauch, dem Durchsatz oder der Produktionsmenge und werden als t oder Nm³ ausgedrückt. Der Emissionsfaktor wird als [t CO₂/t oder t CO₂/Nm³] angegeben. Dem während des Prozesses nicht in CO₂ umgewandelten Kohlenstoff aus dem Einsatzmaterial wird über den Umsetzungsfaktor Rechnung getragen, der als Bruchteil von eins ausgedrückt wird. Wurde der Umsetzungsfaktor bereits im

Emissionsfaktor berücksichtigt, so wird kein separater Umsetzungsfaktor angewandt. Die Menge des verwendeten Einsatzmaterials wird als Masse oder Volumen [t oder Nm³] ausgedrückt. Daraus ergibt sich folgende Berechnungsformel:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen} = \text{Tätigkeitsdaten [t oder Nm}^3] * \text{Emissionsfaktor [t CO}_2\text{/t oder Nm}^3] * \text{Umsetzungsfaktor}$$

Die Berechnung von Prozessemissionen wird in den tätigkeitsspezifischen Leitlinien (Anhänge II-XI) näher erläutert. Nicht alle Berechnungsmethoden der Anhänge II-XI verwenden einen Umsetzungsfaktor.

5.2. DAS EBENENKONZEPT

Die tätigkeitsspezifischen Leitlinien (Anhänge II-XI) beschreiben verschiedene Methoden zur Bestimmung der folgenden Variablen: Tätigkeitsdaten (bestehend aus zwei Variablen — Brennstoff-/Materialstrom und unterer Heizwert), Emissionsfaktoren, Zusammensetzungsdaten, Oxidations- und Umsetzungsfaktoren. Diese unterschiedlichen Ansätze werden als Ebenen bezeichnet. Die aufsteigende Nummerierung der Ebenen, beginnend mit 1, reflektiert das zunehmende Niveau an Genauigkeit, d. h. die Ebene mit der höchsten Nummer ist stets zu bevorzugen.

Die Anlagenbetreiber können bei einem einzelnen Berechnungsvorgang unterschiedliche zulässige Ebenen auf die verschiedenen Variablen (Brennstoff-/Materialstrom, unterer Heizwert, Emissionsfaktoren, Zusammensetzungsdaten, Oxidations- oder Umsetzungsfaktoren) anwenden. Die gewählte Ebene muss von der zuständigen Behörde genehmigt werden (siehe Abschnitt 4.3).

Gleichwertige Ebenen tragen dieselbe Nummer und werden durch Nachsatz eines Buchstabens weiter spezifiziert (z. B. Ebene 2a und 2b). Bei Tätigkeiten, für die in diesen Leitlinien alternative Berechnungsmethoden vorgeschlagen werden (z. B. in Anhang VII: „Methode A — Prozess-Input“ und „Methode B— Klinker-Herstellung“), kann ein Anlagenbetreiber nur dann von einer auf eine andere Methode umstellen, wenn er der zuständigen Behörde glaubhaft nachweisen kann, dass eine solche Umstellung, was die Überwachung der Emissionen aus den betreffenden Tätigkeiten und die diesbezügliche Berichterstattung anbelangt, genauere Ergebnisse erbringt.

Die Anlagenbetreiber haben stets das höchste Ebenenkonzept zu wählen, um alle Variablen für sämtliche Stoffströme innerhalb aller Anlagen der Kategorien B oder C zu ermitteln. Nur wenn der zuständigen Behörde glaubhaft nachgewiesen werden kann, dass die Anwendung der höchsten Ebene aus technischen Gründen nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßig hohen Kosten führt, kann für diese Variable auf die nächst niedrigere Ebene innerhalb der Überwachungsmethode zurückgegriffen werden. Bei Anlagen mit Jahresemissionen von über 500 Kilo-Tonnen fossilem CO₂ (d. h. „Anlagen der Kategorie C“) teilt der betreffende Mitgliedstaat der Kommission gemäß Artikel 21 der Richtlinie 2003/87/EG mit, wenn die Anwendung einer Kombination der höchsten Ebenen auf alle emissionsstarken Stoffströme nicht stattfindet.

Vorbehaltlich der Regelungen gemäß Abschnitt 16 tragen die Mitgliedstaaten dafür Sorge, dass die Anlagenbetreiber auf alle emissionsstarken Stoffströme zumindest die Ebenen gemäß Tabelle 1 anwenden, soweit dies technisch machbar ist.

Der Anlagenbetreiber kann für die Variablen zur Berechnung von Emissionen aus emissionschwachen Stoffströmen als Minimum Ebene 1 wählen und zur Überwachung und Berichterstattung von De-Minimis-Stoffströmen seine eigene ebenenunabhängige Schätzmethode anwenden, in beiden Fällen vorbehaltlich der Genehmigung durch die zuständige Behörde.

Der Anlagenbetreiber schlägt umgehend Änderungen an den gewählten Ebenen vor, sobald

- sich das zugängliche Datenmaterial geändert hat und infolgedessen eine genauere Bestimmung der Emissionen möglich ist;
- eine bislang nicht existente Emission stattfindet;
- sich die Brennstoffe bzw. die relevanten Rohmaterialien wesentlich geändert haben;
- Fehler in den Daten festgestellt wurden, die sich aus der Überwachungsmethodik ergeben;
- die zuständige Behörde eine Änderung gefordert hat.

Für Biomassebrennstoffe und -materialien, die als rein gelten, können für Anlagen oder technisch abgrenzbare Anlagenteile ebenenunabhängige Ansätze angewandt werden, es sei denn, der betreffende Wert soll dazu verwendet werden, CO₂-Emissionen aus Biomasse von Emissionen zu subtrahieren, die durch kontinuierliche Messung bestimmt werden. Diese ebenenunabhängigen Ansätze schließen die Energiebilanzmethode ein. CO₂-Emissionen aus fossilen Verunreinigungen in Brennstoffen und Materialien, die als reine Biomasse angesehen

werden können, werden als Teil des Biomasse-Stoffstroms mitgeteilt und können nach ebenenunabhängigen Verfahren geschätzt werden. Biomassehaltige Brennstoffmischungen und Materialien werden gemäß Abschnitt 13.4 dieses Anhangs charakterisiert, es sei denn, es handelt sich um einen De-Minimis-Stoffstrom.

Sollte die Anwendung der höchsten Ebene (bzw. die genehmigte variablenspezifische Ebene) aus technischen Gründen vorübergehend nicht möglich sein, so kann der Anlagenbetreiber die höchste erreichbare Ebene anwenden, und zwar solange, bis die Bedingungen für die Anwendung der ursprünglichen Ebene wieder hergestellt sind. Der Anlagenbetreiber weist der zuständigen Behörde unverzüglich nach, dass eine Änderung von Ebenen erforderlich ist, und teilt die Einzelheiten der vorübergehend angewandten Überwachungsmethode mit. Der Anlagenbetreiber trifft alle erforderlichen Vorkehrungen, um die ursprüngliche Ebene zum Zweck der Überwachung und Berichterstattung so schnell wie möglich wieder herzustellen.

Änderungen in Bezug auf die Ebenen sind lückenlos zu dokumentieren. Kleinere Datenlücken, die durch Ausfallzeiten von Messeinrichtungen entstehen können, werden nach den Maßstäben der „guten beruflichen Praxis“ behoben, die eine konservative Emissionsschätzung gewährleisten, wobei den Vorgaben des Referenzdokuments zur integrierten Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IPPC) zu „Allgemeinen Überwachungsgrundsätzen“ von Juli 2003 ⁽¹⁾ Rechnung zu tragen ist. Werden Ebenen innerhalb eines Berichtszeitraums geändert, so sind die Ergebnisse für die betreffende Tätigkeit getrennt zu berechnen und im Jahresbericht an die zuständige Behörde für den betreffenden Zeitabschnitt innerhalb des Berichtszeitraums getrennt auszuweisen.

⁽¹⁾ Über die folgende Internet-Adresse abrufbar: <http://eippcb.jrc.es/>

Tabelle 1

Mindestanforderungen

(„n.r.“ bedeutet „nicht relevant“)

Spalte A für „Anlagen der Kategorie A“ (d. h. Anlagen, für die in der vorangegangenen Handelsperiode durchschnittliche Jahresemissionen (oder ein konservativer Schätz- oder Prognosewert, wenn keine Emissionsberichte vorliegen oder nicht mehr gültig sind) von höchstens 50 Kilo-Tonnen CO₂ vor Abzug von weitergeleitetem CO₂ berichtet wurden)

Spalte B für „Anlagen der Kategorie B“ (d. h. Anlagen, für die in der vorangegangenen Handelsperiode durchschnittliche Jahresemissionen (oder ein konservativer Schätz- oder Prognosewert, wenn keine Emissionsberichte vorliegen oder nicht mehr gültig sind) von über 50 Kilo-Tonnen und höchstens 500 Kilo-Tonnen CO₂ vor Abzug von weitergeleitetem CO₂ berichtet wurden)

Spalte C für „Anlagen der Kategorie C“ (d. h. Anlagen, für die in der vorangegangenen Handelsperiode durchschnittliche Jahresemissionen (oder ein konservativer Schätz- oder Prognosewert, wenn keine Emissionsberichte vorliegen oder nicht mehr gültig sind) von über 500 Kilo-Tonnen CO₂ vor Abzug von weitergeleitetem CO₂ berichtet wurden)

	Tätigkeitsdaten						Emissionsfaktor			Zusammensetzungsdaten			Oxidationsfaktor			Umsetzungsfaktor		
	Brennstoffstrom			Unterer Heizwert														
Anhang/Tätigkeit	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
II: Verbrennung																		
Kommerzielle Standardbrennstoffe	2	3	4	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.
Andere gasförmige und flüssige Brennstoffe	2	3	4	2a/2b	2a/2b	3	2a/2b	2a/2b	3	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.
Feste Brennstoffe	1	2	3	2a/2b	3	3	2a/2b	3	3	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.
Massenbilanzansatz für Ruß erzeugende Anlagen und Gasaufbereitungsstationen	1	2	3	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	1	2	2	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.
Fackeln	1	2	3	n.r.	n.r.	n.r.	1	2a/b	3	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	1	n.r.	n.r.	
Abgaswäsche																		
Karbonat	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.
Gips	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.

	Tätigkeitsdaten						Emissionsfaktor			Zusammensetzungsdaten			Umsetzungsfaktor		
	Materialstrom			Unterer Heizwert			A	B	C	A	B	C	A	B	C
	A	B	C	A	B	C									
III: Raffinerien															
Regeneration von katalytischen Crackern	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.
Wasserstofferzeugung	1	2	2	n.r.	n.r.	n.r.	1	2	2	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.
IV: Kokereien															
Massenbilanz	1	2	3	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	2	3	3	n.r.	n.r.	n.r.
Brennstoff als Prozess-Input	1	2	3	2	2	3	2	3	3	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.
V: Röst- und Sinteranlagen für Metallerze															
Massenbilanz	1	2	3	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	2	3	3	n.r.	n.r.	n.r.
Karbonat-Input	1	1	2	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	1
VI: Eisen und Stahl															
Massenbilanz	1	2	3	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	2	3	3	n.r.	n.r.	n.r.
Brennstoff als Prozess-Input	1	2	3	2	2	3	2	3	3	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.
VII: Zement															
Prozess-Input	1	2	3	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	2
Klinker-Herstellung	1	1	2	n.r.	n.r.	n.r.	1	2	3	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	2
CKD	1	1	2	n.r.	n.r.	n.r.	1	2	2	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.
nicht-karbonatischer Kohlenstoff	1	1	2	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	2	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	2
VIII: Kalk															
Karbonate	1	2	3	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	2
Erdalkalimetalloxide	1	1	2	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	2
IX: Glas															
Karbonate	1	1	2	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.
X: Keramik															
Kohlenstoff-Input	1	1	2	n.r.	n.r.	n.r.	1	2	3	n.r.	n.r.	n.r.	1.	1	2

	Tätigkeitsdaten						Emissionsfaktor			Zusammensetzungsdaten			Umsetzungsfaktor		
	Materialstrom			Unterer Heizwert			A	B	C	A	B	C	A	B	C
	A	B	C	A	B	C									
Alkalioxid	1	1	2	n.r.	n.r.	n.r.	1	2	3	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	2
Wäsche	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.
XI: Papier und Zellstoff															
Standardmethode	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.

5.3. DAS FALL-BACK-KONZEPT

Wenn es technisch nicht machbar ist oder unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen würde, auf alle Brennstoff-/Materialströme (ausgenommen De-Minimis-Stoffströme) zumindest die Anforderungen für Ebene 1 anzuwenden, greift der Anlagenbetreiber auf das so genannte „Fall-back-Konzept“ zurück, das ihn von den Auflagen gemäß Abschnitt 5.2 dieses Anhangs befreit und die Entwicklung einer der Situation angepassten Überwachungsmethode gestattet. Der Anlagenbetreiber muss der zuständigen Behörde in diesem Fall glaubhaft nachweisen, dass die Gesamtunsicherheitsschwellen (siehe Tabelle 2) für die jährlichen Treibhausgasemissionen der Anlage mit dieser alternativen Überwachungsmethode für die gesamte Anlage eingehalten werden.

Bei der Unsicherheitsbewertung werden die Unsicherheiten aller für die Berechnung der Jahresemissionen zugrunde gelegten Variablen und Parameter quantifiziert, wobei dem „ISO-Leitfaden für die Angabe der Unsicherheit beim Messen“ (1995) ⁽¹⁾ und ISO 5168:2005 Rechnung getragen wird. Die Bewertung wird auf der Grundlage der Vorjahresdaten durchgeführt, bevor die zuständige Behörde das Monitoringkonzept genehmigt, und jährlich aktualisiert. Diese jährliche Aktualisierung erfolgt im Kontext des jährlichen Emissionsberichts und muss gemeinsam mit diesem geprüft werden.

Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission gemäß Artikel 21 der Richtlinie 2003/87/EG mit, welche Anlagen das Fall-back-Konzept anwenden. Im jährlichen Emissionsbericht ermittelt und berichtet der Anlagenbetreiber Daten (sofern vorhanden) oder möglichst akkurate Schätzungen über Tätigkeitsdaten, untere Heizwerte, Emissionsfaktoren, Oxidationsfaktoren und andere Parameter, ggf. mit Hilfe von Laboranalysen. Das jeweilige Verfahren wird im Monitoringkonzept dokumentiert und von der zuständigen Behörde genehmigt. Tabelle 2 gilt nicht für Anlagen, die ihre Treibhausgasemissionen durch kontinuierliche Messsysteme im Sinne von Anhang XII ermitteln.

Tabelle 2

Gesamtunsicherheitsschwellen bei Anwendung des Fall-back-Konzepts

Anlagenkategorie	Verbindliche Unsicherheitsschwelle für den Gesamtwert der Jahresemissionen
A	± 7,5 %
B	± 5,0 %
C	± 2,5 %

5.4. TÄTIGKEITSDATEN

Tätigkeitsdaten umfassen Informationen über den Materialstrom, den Brennstoffverbrauch, das Einsatzmaterial oder die Produktionsmenge, ausgedrückt als Energiegehalt [TJ] (in Ausnahmefällen auch als Masse oder Volumen [t oder Nm³], siehe Abschnitt 5.5) bei Brennstoffen und als Masse oder Volumen bei Rohmaterialien oder Produkten [t oder Nm²].

Der Anlagenbetreiber kann die Tätigkeitsdaten auch anhand der in Rechnung gestellten Brennstoff- bzw. Materialmenge bestimmen, soweit die Vorschriften von Anhang I und die Anforderungen in Bezug auf die genehmigten Ebenen (Anhänge II-XI) erfüllt sind.

Können Tätigkeitsdaten zur Berechnung von Emissionen nicht direkt quantifiziert werden, so sind sie aufgrund von Lagerbestandsveränderungen zu bestimmen:

$$\text{Material C} = \text{Material P} + (\text{Material S} - \text{Material E}) - \text{Material O}$$

wobei:

Material C: im Berichtszeitraum verarbeitetes Material

Material P: im Berichtszeitraum gekauftes Material

Material S: Materialbestand zu Beginn des Berichtszeitraums

Material E: Materialbestand am Ende des Berichtszeitraums

Material O: für andere Zwecke eingesetztes Material (Weiterbeförderung oder Wiederverkauf).

⁽¹⁾ „ISO-Leitfaden für die Angabe der Unsicherheit beim Messen“, ISO/TAG 4. Veröffentlichung der Internationalen Normenorganisation (ISO) aus 1993 (berichtigt und neu aufgelegt, 1995) im Namen von BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP und OIML.

Sollte eine Bestimmung der Variablen „Material S“ und „Material E“ durch direkte Messung technisch nicht machbar sein bzw. unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen, so kann der Anlagenbetreiber diese beiden Größen schätzen

- anhand von Vorjahresdaten und der Korrelation mit der Produktionsmenge für den Berichtszeitraum

oder

- anhand von dokumentierten Methoden und den entsprechenden Daten in geprüften Finanzberichten für den Berichtszeitraum.

Sollte eine Ermittlung der jährlichen Tätigkeitsdaten für ein exaktes Kalenderjahr technisch nicht machbar sein bzw. unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen, so kann der Anlagenbetreiber den nächstgeeigneten Arbeitstag wählen, um ein Berichtsjahr vom folgenden abzugrenzen. Etwaige Abweichungen für einen oder mehrere Stoffströme sind genau festzuhalten; sie bilden die Grundlage für einen das Kalenderjahr repräsentierenden Wert und sind auch im Folgejahr heranzuziehen.

5.5. EMISSIONSFAKTOREN

Emissionsfaktoren beruhen auf dem Kohlenstoffgehalt der Brenn- oder Einsatzstoffe und werden als tCO_2/TJ (Emissionen aus der Verbrennung) bzw. als tCO_2/t oder tCO_2/Nm^3 (Prozessemissionen) ausgedrückt.

Um höchste Transparenz und weitestgehende Übereinstimmung mit nationalen Treibhausgasinventaren zu erreichen, wird für Emissionen aus der Verbrennung die Angabe von Emissionsfaktoren in $t CO_2/t$ anstatt in $t CO_2/TJ$ auf Fälle begrenzt, in denen dem Anlagenbetreiber ansonsten unverhältnismäßig hohe Kosten entstehen würden.

Zur Umrechnung des Kohlenstoffes in den jeweiligen CO_2 -Wert wird der Faktor ⁽¹⁾ 3,664 [$t CO_2/t C$] zugrunde gelegt.

Emissionsfaktoren sowie die Vorgaben für die Ermittlung tätigkeitsspezifischer Emissionsfaktoren sind in den Abschnitten 11 und 13 dieses Anhangs festgelegt.

Biomasse gilt als CO_2 -neutral. Daher findet auf Biomasse ein Emissionsfaktor von 0 [$t CO_2/TJ$] oder t oder Nm^3] Anwendung. Abschnitt 12 dieses Anhangs enthält eine Liste verschiedener Materialtypen, die als Biomasse gelten.

Bei Brennstoffen oder Materialien, die sowohl fossilen als auch Biomasse-Kohlenstoff enthalten, findet ein gewichteter Emissionsfaktor Anwendung, der auf dem Anteil des fossilen Kohlenstoffs am Gesamtkohlenstoffgehalt des Brennstoffes beruht. Die Berechnung dieses Faktors muss transparent und in Einklang mit den Vorgaben und Verfahren gemäß Abschnitt 13 dieses Anhangs erfolgen.

Inhärentes CO_2 , das als Teil eines Brennstoffs (z. B. Gichtgas, Koksofengas oder Erdgas) in eine emissionshandelspflichtige Anlage weitergeleitet wird, wird in den Emissionsfaktor für diesen Brennstoff einbezogen.

Vorbehaltlich der Genehmigung durch die zuständige Behörde kann inhärentes CO_2 aus einem Stoffstrom, das anschließend als Teil eines Brennstoffs aus einer Anlage weitergeleitet wird, von den Emissionen dieser Anlage subtrahiert werden, und zwar unabhängig davon, ob es an eine andere emissionshandelspflichtige Anlage abgegeben wird oder nicht. In jedem Fall ist das Ergebnis in Form eines Memo-Items zu melden. Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission gemäß Artikel 21 der Richtlinie 2003/87/EG mit, um welche Anlagen es sich handelt.

5.6. OXIDATIONS- UND UMSETZUNGSFAKTOREN

Für Emissionen aus der Verbrennung wird ein Oxidationsfaktor bzw. für Prozessemissionen ein Umsetzungsfaktor verwendet, um den im Prozess nicht oxidierten bzw. nicht umgewandelten Kohlenstoffanteil zu berücksichtigen. Bei Oxidationsfaktoren entfällt die Auflage, die höchste Ebene anzuwenden. Werden innerhalb einer Anlage unterschiedliche Brennstoffe verwendet und werden tätigkeitsspezifische Oxidationsfaktoren berechnet, so kann der Anlagenbetreiber vorbehaltlich der Genehmigung der zuständigen Behörde einen aggregierten Oxidationsfaktor für die betreffende Tätigkeit definieren und diesen auf alle Brennstoffe anwenden oder er kann die unvollständige Oxidation einem emissionsstarken Brennstoffstrom zuordnen und auf die anderen den Wert 1 anwenden, es sei denn, es wird Biomasse verwendet.

⁽¹⁾ Beruhend auf dem Verhältnis der Atommasse von Kohlenstoff (12,011) zu Sauerstoff (15,9994).

5.7. WEITERGELEITETES CO₂

Vorbehaltlich der Genehmigung der zuständigen Behörde können Anlagenbetreiber CO₂, das nicht aus einer Anlage freigesetzt, sondern als Reinsubstanz an eine andere Anlage weitergeleitet oder direkt in Produkten oder als Einsatzmaterial verwendet bzw. gebunden wird, von den ermittelten Emissionen subtrahieren, sofern sich diese Subtraktion in einer entsprechenden Reduktion in Bezug auf die Tätigkeit und die Anlage widerspiegelt, die der betreffende Mitgliedstaat in seinem nationalen Inventar dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen vorlegt. Die betreffende Menge CO₂ ist in Form eines Memo-Items zu melden. Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission gemäß Artikel 21 der Richtlinie 2003/87/EG mit, um welche Anlagen es sich handelt. Bei „weitergeleitetem CO₂“ kann es sich u. a. handeln um

- reines CO₂, das als Kohlensäure Getränken beigesetzt wird;
- reines CO₂, das als Trockeneis für Kühlzwecke eingesetzt wird;
- reines CO₂, das als Löschmittel, Kühlmittel oder Laborgas eingesetzt wird;
- reines CO₂, das zur Entwesung von Getreide eingesetzt wird,
- reines CO₂, das in der chemischen und in der Lebensmittelindustrie als Lösemittel eingesetzt wird;
- CO₂, das in Produkten oder als Einsatzmaterial für die chemische und Zellstoffindustrie eingesetzt und gebunden wird (z. B. für Harnstoff oder gefällte Karbonate) und
- Karbonat, das im sprühgetrockneten Absorptionsprodukt (*spray-dried absorption product*, SDAP) bei der quasi-trockenen Abgaswäsche gebunden wird.

Die Masse des jährlich weitergeleiteten CO₂ oder Karbonats wird mit einer maximalen Unsicherheit von weniger als 1,5 % bestimmt, und zwar entweder direkt anhand von Volumen- und Massenstrommessgeräten oder durch Wiegen oder indirekt aus der Masse des jeweiligen Produktes (z. B. Karbonat oder Harnstoff), soweit relevant und angemessen.

In Fällen, in denen ein Teil des weitergeleiteten CO₂ aus Biomasse generiert wurde, oder wenn eine Anlage nur zum Teil unter die Richtlinie 2003/87/EG fällt, subtrahiert der Anlagenbetreiber nur den Teil der Masse des weitergeleiteten CO₂, der aus fossilen Brennstoffen und Materialien stammt, die bei unter die Richtlinie fallenden Tätigkeiten eingesetzt werden. Die jeweiligen Zuordnungsmethoden, bei denen es sich um konservative Methoden handeln muss, müssen von der zuständigen Behörde genehmigt werden.

6. MESSMETHODIK

6.1. ALLGEMEINES

Wie bereits in Abschnitt 4.2 erläutert, können Emissionen von Treibhausgasen an allen oder ausgewählten Emissionsquellen durch kontinuierliche Emissionsmesssysteme (KEMS) ermittelt werden, wobei nach genormten oder anerkannten Methoden vorzugehen ist. Voraussetzung ist, dass der Anlagenbetreiber vor Beginn des Berichtszeitraums von der zuständigen Behörde die Bestätigung erhalten hat, dass eine kontinuierliche Emissionsmessung nachweislich genauere Ergebnisse erzielt als die Berechnung auf Basis der höchsten Genauigkeitsebenen. Anhang XII dieser Leitlinien enthält spezifische Vorgaben für Messmethoden. Die Mitgliedstaaten teilen der EU-Kommission gemäß Artikel 21 der Richtlinie 2003/87/EG mit, in welchen Anlagen KEMS als Teil der Überwachungsmethodik eingesetzt werden.

Die Messung von Konzentrationen sowie von Massen- oder Volumenströmen erfolgt, soweit verfügbar, nach einer genormten Methode, die systematische Fehler bei Probenahme und Messung begrenzt und deren Messunsicherheit bekannt ist. Soweit vorhanden, sind CEN-Normen (d. h. Normen des Europäischen Komitees für Normung) anzuwenden. Sind keine CEN-Normen vorhanden, kann auf geeignete ISO-Normen (d. h. Normen der Internationalen Organisation für Normung) oder nationale Normen zurückgegriffen werden. Gibt es keine gültige Norm, so können gegebenenfalls Verfahren angewandt werden, die vorliegenden Normentwürfen oder den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (*Best Practice*) entsprechen.

Beispiele für einschlägige ISO-Normen:

- ISO 12039:2001 „Emissionen aus stationären Quellen — Bestimmung von Kohlenmonoxid, Kohlendioxid und Sauerstoff — Verfahrenskenngrößen und Kalibrieren automatischer Messsysteme“;
- ISO 10396:2006 „Emissionen aus stationären Quellen — Probenahme für die automatische Bestimmung von Gaskonzentrationen“;

- ISO 14164:1999 „Emissionen aus stationären Quellen — Bestimmung des Volumenstromes von strömenden Gasen in Leitungen — Automatisches Verfahren“.

Der Biomasseanteil der gemessenen CO₂-Emissionen wird anhand von Berechnungen ermittelt und aus den Gesamtemissionen herausgerechnet. Das Ergebnis ist in Form eines Memo-Items mitzuteilen (siehe Abschnitt 14 dieses Anhangs).

6.2. EBENEN FÜR MESSMETHODEN

Der Anlagenbetreiber muss für jede Emissionsquelle, die in der Genehmigung für die Emission von Treibhausgasen aufgelistet ist und für die Treibhausgasemissionen durch KEMS bestimmt werden, stets die höchste Ebene gemäß Anhang XII wählen.

Nur wenn der zuständigen Behörde glaubhaft nachgewiesen werden kann, dass die höchste Ebene technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen würde, kann für die betreffende Emissionsquelle auf die nächst niedrigere Ebene zurückgegriffen werden. Folglich muss die gewählte Ebene für jede Emissionsquelle stets die höchste Genauigkeit reflektieren, die technisch machbar ist und keine unverhältnismäßig hohen Kosten verursacht. Das gewählte Ebenenkonzept muss von der zuständigen Behörde genehmigt werden (siehe Abschnitt 4.3).

Für die Berichtszeiträume 2008-2012 ist mindestens Ebene 2 gemäß Anhang XII anzuwenden, sofern dies technisch machbar ist.

6.3. WEITERE VERFAHREN UND ANFORDERUNGEN

a) **Häufigkeit der Probenahmen**

Gemäß Anhang XII werden (gegebenenfalls) für alle Parameter der Emissionsermittlung Stundenmittelwerte („gültige Stundendaten“) errechnet, wobei alle in der betreffenden Stunde ermittelten Einzelwerte verwendet werden. Ist ein Gerät während der betreffenden Stunde zeitweilig gestört oder außer Betrieb, so wird der Stundenmittelwert anhand der verbliebenen Einzelwerte dieser Stunde errechnet. Können für einen Parameter der Emissionsermittlung keine gültigen Stundendaten errechnet werden, weil weniger als 50 % der maximal möglichen Einzelmessungen je Stunde ⁽¹⁾ vorliegen, gilt die Stunde als verloren. Wann immer keine gültigen Stundendaten errechnet werden können, sind nach Maßgabe dieses Abschnitts Ersatzwerte zu berechnen.

b) **Fehlende Daten**

Können für ein oder mehrere Parameter der Emissionsermittlung keine gültigen Stundendaten errechnet werden, weil das Gerät gestört (z. B. wegen Kalibrier- oder Interferenzfehlern) oder außer Betrieb ist, so bestimmt der Anlagenbetreiber für jede fehlende Messstunde Ersatzwerte nach folgendem Schema:

i) **Konzentrationen**

Können für einen direkt als Konzentration gemessenen Parameter (z. B. THG, O₂) keine gültigen Stundendaten aufgezeichnet werden, so wird ein Ersatzwert C^*_{subst} für die betreffende Stunde wie folgt berechnet:

$$C^*_{subst} = \bar{C} + \sigma_{C-}$$

wobei:

\bar{C} = das arithmetische Mittel der Konzentration des betreffenden Parameters,

σ_{C-} = die bestmögliche Schätzung der Standardabweichung der Konzentration des betreffenden Parameters.

Arithmetisches Mittel und Standardabweichung sind am Ende des Berichtszeitraums anhand des gesamten Satzes an Emissionsdaten zu berechnen, die während des Berichtszeitraums gemessen wurden. Entfällt ein Zeitraum wegen grundlegenden technischen Veränderungen innerhalb der Anlage, so wird mit der zuständigen Behörde ein (möglichst einjähriger) repräsentativer Zeitrahmen vereinbart.

Die Berechnung des arithmetischen Mittels und der Standardabweichung ist der Prüfstelle vorzulegen.

⁽¹⁾ Die Zahl der maximal möglichen Einzelwerte je Stunde ergibt sich aus der Häufigkeit der Messung.

ii) **Andere Parameter**

Können für nicht direkt als Konzentration gemessene Parameter keine gültigen Stundendaten ermittelt werden, so werden die Ersatzwerte für diese Parameter nach dem Massenbilanzansatz oder der Energiebilanzmethode für den Prozess berechnet. Zur Bestätigung der Ergebnisse werden die anderen gemessenen Parameter der Emissionsermittlung herangezogen.

Der Massenbilanzansatz bzw. die Energiebilanzmethode und die ihnen zugrunde liegenden Annahmen sind genau zu dokumentieren und der Prüfstelle zusammen mit den Berechnungsergebnissen vorzulegen.

c) **Flankierende Emissionsberechnung**

Flankierend zur Emissionsermittlung durch Messung werden die Jahresemissionen der betreffenden THG nach einer der folgenden Berechnungsmethoden bestimmt:

- a) Berechnung nach Maßgabe des für die jeweilige Tätigkeit geltenden Anhangs, wobei für die Emissionsberechnung generell niedrigere Ebenen (d. h. zumindest jedoch Ebene 1) angewandt werden können; oder
- b) Berechnung nach Maßgabe der IPCC-Leitlinien von 2006, z. B. nach Methoden der Ebene 1.

Zwischen den Ergebnissen aus Mess- und Berechnungsansatz können Abweichungen auftreten. Der Anlagenbetreiber prüft die Abweichungen zwischen Mess- und Berechnungsergebnissen und berücksichtigt dabei, dass die Abweichung durch die Anwendung zweier verschiedener Methoden bedingt sein kann. Unter Berücksichtigung dieser Abweichung verwenden die Anlagenbetreiber die Berechnungsergebnisse, um die Messergebnisse gegen zu prüfen.

Der Anlagenbetreiber ermittelt und übermittelt im jährlichen Emissionsbericht relevante Daten, soweit sie vorliegen, oder bestmögliche Schätzungen für Tätigkeitsdaten, untere Heizwerte, Emissionsfaktoren, Oxidationsfaktoren und andere Parameter, die zur Ermittlung von Emissionen gemäß den Anhängen II bis XI herangezogen werden; ggf. wird dabei auf Laboranalysen zurückgegriffen. Die jeweiligen Ansätze sowie die gewählte Methode zur flankierenden Berechnung sind im Monitoringkonzept festzulegen und müssen von der zuständigen Behörde genehmigt werden.

Wird beim Vergleich mit den Berechnungsergebnissen klar, dass die Messergebnisse nicht stichhaltig sind, so greift der Anlagenbetreiber auf die in diesem Abschnitt vorgesehenen Ersatzwerte zurück.

7. UNSICHERHEITSBEWERTUNG

7.1. BERECHNUNG

Dieser Abschnitt gilt vorbehaltlich der Regelungen von Abschnitt 16 dieses Anhangs. Der Anlagenbetreiber muss sich bei der Emissionsberechnung über die wichtigsten Unsicherheitsquellen im Klaren sein.

Nach Maßgabe der Berechnungsmethode gemäß Abschnitt 5.2 hat die zuständige Behörde die Ebenenkombination für die einzelnen Stoffströme der betreffenden Anlage wie auch alle anderen Details der Überwachungsmethode für die Anlage, wie sie aus der Emissionsgenehmigung der Anlage hervorgehen, genehmigt. Dabei hat die zuständige Behörde auch den Unsicherheiten zugestimmt, die sich aus der korrekten Anwendung der genehmigten Überwachungsmethode direkt ergeben, und dies in der Genehmigung vermerkt. Die Angabe der Ebenenkombination im Emissionsbericht gilt als Berichterstattung über die Unsicherheit im Sinne der Richtlinie 2003/87/EG. Folglich werden bei der Quantifizierung von Emissionen auf Basis der vorgegebenen Berechnungsmethoden keine weiteren Anforderungen in Bezug auf die Meldung von Unsicherheiten gestellt.

Die Unsicherheit, die für die im Rahmen des Ebenenkonzepts angewandten Messeinrichtungen ermittelt wird, umfasst die angegebene Unsicherheit der eingesetzten Messgeräte, Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Kalibrierung sowie alle weiteren Unsicherheiten, die sich aus dem Einsatz der Messgeräte in der Praxis ergeben. Die im Rahmen des Ebenenkonzepts vorgegebenen Schwellenwerte beziehen sich auf die Unsicherheit in Bezug auf den Wert für einen Berichtszeitraum.

Für kommerzielle Brennstoffe bzw. kommerzielle Materialien kann die zuständige Behörde genehmigen, dass der Anlagenbetreiber den jährlichen Brennstoff-/Materialstrom ausschließlich auf der Grundlage der in Rechnung gestellten Brennstoff- bzw. Materialmenge bestimmt, ohne dass damit verbundene Unsicherheiten einzeln nachgewiesen werden müssen, vorausgesetzt, durch nationale Rechtsvorschriften oder die nachweisliche Anwendung maßgeblicher nationaler oder internationaler Normen ist gewährleistet, dass im Handelsgeschäft die jeweiligen Unsicherheitsanforderungen für Tätigkeitsdaten erfüllt sind.

In allen anderen Fällen ist der Anlagenbetreiber gehalten, den Unsicherheitsgrad im Zusammenhang mit der Bestimmung von Tätigkeitsdaten für jeden Stoffstrom schriftlich zu belegen, um Übereinstimmung mit den in den Anhängen II-XI dieser Monitoring-Leitlinien festgelegten Unsicherheitsschwellen nachzuweisen. Die Anlagenbetreiber stützen ihre Berechnungen auf die Spezifikationen der Messgerätehersteller. Liegen keine Spezifikationen vor, so veranlasst der Anlagenbetreiber, dass eine Unsicherheitsbewertung für das Messinstrument vorgenommen wird. Dabei berücksichtigt er in beiden Fällen notwendige Korrekturen dieser Spezifikationen, die im Zuge der praktischen Anwendung des Geräts durch Alterung, Umgebungsbedingungen, Kalibrierung und Wartung möglicherweise erforderlich werden. Diese Korrekturen können mit einer konservativen Sachverständigenbeurteilung einhergehen.

Soweit Messsysteme angewandt werden, tragen die Anlagenbetreiber der kumulativen Wirkung aller Komponenten des Messsystems auf die Unsicherheit der jährlichen Tätigkeitsdaten mit Hilfe des Fehlerfortpflanzungsgesetzes ⁽¹⁾ Rechnung, das zwei geeignete Regeln für das Kombinieren unkorrelierter Unsicherheiten bei Addition und Multiplikation oder für das Erreichen konservativer Angleichungen enthält, soweit voneinander abhängige Unsicherheiten auftreten:

a) **bei Unsicherheit einer Summe (z. B. einzelne Beiträge zu einem Jahreswert):**

bei unabhängigen Unsicherheiten:

$$U_{\text{total}} = \frac{\sqrt{(U_1 \cdot x_1)^2 + (U_2 \cdot x_2)^2 + \dots + (U_n \cdot x_n)^2}}{|x_1 + x_2 + \dots + x_n|}$$

bei voneinander abhängigen Unsicherheiten:

$$U_{\text{total}} = \frac{(U_1 \cdot x_1) + (U_2 \cdot x_2) + \dots + (U_n \cdot x_n)}{|x_1 + x_2 + \dots + x_n|}$$

wobei

U_{total} : die Unsicherheit der Summe, ausgedrückt als Prozentsatz;

x_i und U_i : die unsicheren Größen bzw. der Prozentsatz der mit ihnen assoziierten Unsicherheiten.

b) **bei Unsicherheit eines Produktes (z. B. unterschiedlicher Parameter, die zur Umrechnung eines Messergebnisses in Massenstromdaten verwendet werden):**

bei unabhängigen Unsicherheiten:

$$U_{\text{total}} = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + \dots + U_n^2}$$

bei voneinander abhängigen Unsicherheiten:

$$U_{\text{total}} = U_1 + U_2 + \dots + U_n$$

wobei

U_{total} : die Unsicherheit des Produktes, ausgedrückt als Prozentsatz;

U_i : der Prozentsatz der mit den einzelnen Größen assoziierten Unsicherheiten.

Der Anlagenbetreiber ist gehalten, in seinem Emissionsbericht die verbleibenden Unsicherheiten für die Emissionsdaten im Verfahren zur Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle zu behandeln und zu verringern. Im Rahmen der Prüfung kontrolliert die Prüfstelle die korrekte Anwendung der genehmigten Überwachungsmethode und bewertet ferner die Handhabung bzw. Reduzierung der verbleibenden Unsicherheiten im Rahmen des vom Anlagenbetreiber angewandten Verfahrens zur Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle.

⁽¹⁾ Anhang 1 des Leitfadens für Gute Praxis 2000 sowie in Anhang I der überarbeiteten IPCC-Leitlinien 1996 (Verfahrensvorschriften für die Berichterstattung): <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/public.htm>.
Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement, ISO/TAG 4. Veröffentlichung der ISO, 1993 (berichtigt und neu aufgelegt, 1995) im Namen von BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP und OIML.
ISO-5168:2005 Durchflussmessung von Fluiden — Unsicherheitsermittlung.

7.2. MESSUNG

Wie bereits in Abschnitt 4.2 beschrieben, kann ein Anlagenbetreiber die Anwendung der Messmethodik dadurch begründen, dass diese zuverlässig eine niedrigere Unsicherheit in sich birgt als die entsprechende Berechnungsmethodik (siehe Abschnitt 4.2). Um der zuständigen Behörde diesen Nachweis zu erbringen, dokumentieren die Anlagenbetreiber die quantitativen Ergebnisse einer umfassenderen Unsicherheitsanalyse, wobei unter Berücksichtigung von EN 14181 folgenden Unsicherheitsquellen Rechnung getragen wird:

- der spezifizierten Unsicherheit der Geräte für kontinuierliche Messungen;
- den Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Kalibrierung;
- weiteren Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Art der Anwendung der Überwachungsinstrumente in der Praxis.

Auf Basis der Begründung des Anlagenbetreibers kann die zuständige Behörde den Einsatz eines Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung für bestimmte oder alle Emissionsquellen innerhalb der Anlage wie auch alle anderen Details der für diese Emissionsquelle angewandten Überwachungsmethode, wie sie in der Emissionsgenehmigung der Anlage enthalten sein müssen, genehmigen. Auf diese Weise hat die zuständige Behörde den Unsicherheiten zugestimmt, die sich direkt aus der korrekten Anwendung der genehmigten Überwachungsmethode ergeben; der Beleg dieser Anerkennung ist der Inhalt der Genehmigung.

Der Anlagenbetreiber verwendet den Unsicherheitswert, der sich aus dieser ersten umfassenden Unsicherheitsbewertung ergibt, für die betreffenden Emissionsquellen und Stoffströme so lange in seinem jährlichen Emissionsbericht an die zuständige Behörde, bis die zuständige Behörde seine Entscheidung für die Messung und gegen die Berechnung überprüft und eine Neuberechnung des Unsicherheitswertes anfordert. Die Angabe dieses Unsicherheitswertes im Emissionsbericht gilt als Meldung einer Unsicherheit im Sinne der Richtlinie 2003/87/EG.

Der Anlagenbetreiber ist gehalten, die verbleibenden Unsicherheiten für die Emissionsdaten in seinem Emissionsbericht im Verfahren zur Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle zu behandeln und zu verringern. Im Rahmen der Prüfung kontrolliert die Prüfstelle die korrekte Anwendung der genehmigten Überwachungsmethode und bewertet ferner die Handhabung bzw. Reduzierung der verbleibenden Unsicherheiten im Rahmen des vom Anlagenbetreiber angewandten Verfahrens zur Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle.

8. BERICHTERSTATTUNG

Anhang IV der Richtlinie 2003/87/EG regelt die Anforderungen an die Berichterstattung für Anlagen. Das in Abschnitt 14 dieses Anhangs vorgesehene Format des Berichts und die erforderlichen Angaben dienen als Grundlage für die Meldung quantitativer Daten, es sei denn, die EU-Kommission hat ein gleichwertiges Standardprotokoll für die elektronische Übermittlung des jährlichen Emissionsberichts veröffentlicht.

Der Emissionsbericht erstreckt sich auf die Jahresemissionen eines Kalenderjahres in einem Berichtszeitraum.

Der Bericht ist nach den von den Mitgliedstaaten gemäß Anhang V der Richtlinie 2003/87/EG festgelegten Verfahrensvorschriften zu prüfen. Die Anlagenbetreiber haben der zuständigen Behörde bis zum 31. März jeden Jahres einen geprüften Bericht über die Emissionen des Vorjahres vorzulegen.

Die Emissionsberichte, die der zuständigen Behörde vorliegen, werden von dieser gemäß der Richtlinie 2003/4/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28. Januar 2003 über den Zugang der Öffentlichkeit zu Umweltinformationen und zur Aufhebung der Richtlinie 90/313/EWG des Rates⁽¹⁾ veröffentlicht. Was die Anwendung der Ausnahmeregelung gemäß Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe d) der Richtlinie anbelangt, so können die Anlagenbetreiber in ihren Emissionsberichten Angaben, die sie für sensible Geschäftsinformationen halten, entsprechend kennzeichnen.

Jeder Anlagenbetreiber muss in einem Bericht über eine Anlage Folgendes mitteilen:

- (1) Angaben zur Anlage im Sinne von Anhang IV der Richtlinie 2003/87/EG und die eindeutige Genehmigungsnummer der Anlage;
- (2) für alle Emissionsquellen und/oder Stoffströme: die Gesamtemissionen, den gewählten Ansatz (Messung oder Berechnung), die gewählten Ebenen sowie ggf. die gewählte Methode, Tätigkeitsdaten⁽²⁾, Emissionsfaktoren⁽³⁾ und Oxidations-/Umsetzungsfaktoren⁽⁴⁾. Die folgenden Informationen, deren Angabe nicht unter „Emissionen“ vorgesehen ist, sind in Form von Memo-Items zu melden: Mengen der verbrannten Biomasse [TJ] bzw. der in Prozessen eingesetzten Biomasse [t oder Nm³]; CO₂-Emissionen [t CO₂] aus

⁽¹⁾ ABl. L 41 vom 14.2.2003, S. 26.

⁽²⁾ Daten zu Verbrennungstätigkeiten werden als Energie (unterer Heizwert) und Masse mitgeteilt. Biomasse-Brennstoffe bzw. Einsatzmaterialien sind ebenfalls als Tätigkeitsdaten zu melden.

⁽³⁾ Emissionsfaktoren für Verbrennungstätigkeiten werden als CO₂-Emission je Energiegehalt angegeben.

⁽⁴⁾ Umrechnungs- und Oxidationsfaktoren werden als dimensionslose Brüche angegeben.

Biomasse, sofern die Emissionsermittlung durch Messung erfolgt; aus einer Anlage weitergeleitetes CO₂ [t CO₂]; die Anlage als Teil eines Brennstoffs verlassendes inhärentes CO₂;

- (3) beziehen sich Emissionsfaktoren und Tätigkeitsdaten für Brennstoffe auf die Masse und nicht auf den Energiegehalt, so teilt der Anlagenbetreiber für den durchschnittlichen jährlichen unteren Heizwert und Emissionsfaktor für die einzelnen Brennstoffe zusätzliche Proxywerte mit. „Proxywerte“ sind — empirisch oder durch anerkannte Quellen untermauerte — Jahreswerte, mit denen Werte für Variablen (z. B. Brennstoff-/Materialstrom, unterer Heizwert oder Emissions-, Oxidations- oder Umsetzungs-faktoren), die für die Standardberechnung gemäß den Anhängen I-XI erforderlich sind, eingesetzt werden, um eine vollständige Berichterstattung zu gewährleisten, wenn die Überwachungsmethode nicht alle erforderlichen Variablen hervorbringt;
- (4) bei Anwendung eines Massenbilanzansatzes Angaben zu den Massenströmen, dem Kohlenstoff- und Energiegehalt eines jeden Brennstoff- und Stoffstroms in die bzw. aus der Anlage, einschließlich Änderungen des Lagerbestandes;
- (5) bei kontinuierlicher Emissionsüberwachung (Anhang XII) teilen die Anlagenbetreiber die fossilen CO₂-Jahresemissionen sowie alle CO₂-Emissionen aus der Verwendung von Biomasse mit. Sie übermitteln ferner ergänzende Proxywerte für den durchschnittlichen jährlichen unteren Heizwert und Emissionsfaktor für die einzelnen Brennstoffe oder diesbezügliche andere relevante Parameter für Materialien und Produkte, die durch flankierende Berechnungen bestätigt wurden;
- (6) wird auf ein Fall-back-Konzept im Sinne von Abschnitt 5.3 zurückgegriffen, so übermitteln die Anlagenbetreiber ergänzende Proxywerte zu jedem Parameter, für den das Konzept die gemäß den Anhängen I bis XI erforderlichen Daten nicht erbringt;
- (7) werden Brennstoffe eingesetzt, Emissionen jedoch als Prozessemissionen berechnet, so übermitteln die Anlagenbetreiber ergänzende Proxywerte zu den diesbezüglichen Variablen der Standardemissionsberechnung von Verbrennungsemissionen für diese Brennstoffe;
- (8) Angaben zu zeitweiligen oder dauerhaften Änderungen in Bezug auf die gewählten Ebenen, die Gründe für die Änderungen sowie Beginn und Ende der zeitweiligen Änderungen;
- (9) Angaben zu allen anderen Änderungen, die während des Berichtszeitraums an der Anlage vorgenommen wurden und die für den Emissionsbericht von Belang sind.

Die Angaben zu den Punkten 8 und 9 und die ergänzenden Informationen zu Punkt 2 eignen sich nicht zur Vorlage in tabellarischer Form; sie sind im jährlichen Emissionsbericht daher in normalem Textformat zu übermitteln.

Brennstoffe und die resultierenden Emissionen sind in Form von IPCC-Brennstoffkategorien (siehe Abschnitt 11 dieses Anhangs) mitzuteilen, die auf den diesbezüglichen Definitionen der Internationalen Energie-Agentur beruhen. Für den Fall, dass der für den Anlagenbetreiber relevante Mitgliedstaat eine Liste von Brennstoffkategorien, einschließlich Definitionen und Emissionsfaktoren, veröffentlicht hat, die dem letzten Nationalen Treibhausgasinventar, das dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen übermittelt wurde, entsprechen, sind diese Kategorien und ihre Emissionsfaktoren zu verwenden, sofern sie für die einschlägige Überwachungsmethode genehmigt wurden.

Ferner sind Abfallarten und Emissionen mitzuteilen, die bei der Verwendung von Abfällen als Brenn- oder Einsatzstoffe entstehen. Die Abfallarten sind unter Verwendung der Klassifikation des „Europäischen Abfallverzeichnis“ gemäß der Entscheidung 2000/532/EG der Kommission vom 3. Mai 2000 zur Ersetzung der Entscheidung 94/3/EG über ein Abfallverzeichnis gemäß Artikel 1 Buchstabe a) der Richtlinie 75/442/EWG des Rates über Abfälle und der Entscheidung 94/904/EG des Rates über ein Verzeichnis gefährlicher Abfälle im Sinne von Artikel 1 Absatz 4 der Richtlinie 91/689/EWG über gefährliche Abfälle⁽¹⁾ zu übermitteln. Der jeweilige sechsstellige Code ist den Bezeichnungen der Abfallarten nachzustellen, die in der Anlage verwendet werden.

Emissionen, die aus verschiedenen Quellen oder von gleichartigen Stoffströmen innerhalb einer Anlage stammen und ein und derselben Tätigkeit zuzuordnen sind, können für die jeweilige Tätigkeit in aggregierter Form gemeldet werden.

Emissionen werden gerundet in Tonnen CO₂ mitgeteilt (Beispiel: 1 245 978 Tonnen). Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren und Oxidations- oder Umsetzungs-faktoren sind so zu runden, dass die Werte für die Emissionsberechnung und die Berichterstattung nur signifikante Stellen aufweisen.

⁽¹⁾ ABl. L 226 vom 6.9.2000, S. 3. Entscheidung zuletzt geändert durch die Entscheidung 2001/573/EG des Rates (ABl. L 203 vom 28.7.2001, S. 18).

Um Übereinstimmung der gemäß der Richtlinie 2003/87/EG mitgeteilten Daten mit den Daten, die die Mitgliedstaaten im Rahmen der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen übermitteln, sowie mit anderen Emissionsdaten, die im Rahmen des Europäischen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregisters (EPRTR) übermittelt werden, zu gewährleisten, sind alle in einer Anlage durchgeführten Tätigkeiten mit den Codes der beiden folgenden Berichterstattungssysteme auszuweisen:

- a) dem Code des „*Common Reporting Format*“ für nationale Treibhausgasinventare, das von den zuständigen Stellen der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen angenommen wurde (siehe Abschnitt 15.1 dieses Anhangs);
- b) dem IPPC-Code gemäß Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 166/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über die Schaffung eines Europäischen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregisters (siehe Abschnitt 15.2 dieses Anhangs).

9. AUFBEWAHRUNG VON INFORMATIONEN

Die Anlagenbetreiber dokumentieren und archivieren die Daten aus der Überwachung der Treibhausgasemissionen der Anlage aus sämtlichen Quellen und/oder Brennstoff-/Materialströmen, die im Zusammenhang mit den in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG genannten Tätigkeiten entstehen.

Die dokumentierten und archivierten Überwachungsdaten müssen ausreichen, um den jährlichen Emissionsbericht, den der Betreiber der Anlage gemäß Artikel 14 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG vorlegt, nach den Kriterien gemäß Anhang V der Richtlinie prüfen zu können.

Daten, die nicht Teil des jährlichen Emissionsberichts sind, müssen nicht mitgeteilt oder anderweitig veröffentlicht werden.

Damit die Prüfstelle oder sonstige Dritte die Emissionsbestimmung nachvollziehen können, bewahren die Anlagenbetreiber nach der Übermittlung des Berichts an die zuständige Behörde gemäß Artikel 14 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG für jedes Berichtsjahr die folgenden Informationen mindestens zehn Jahre lang auf:

Bei Emissionsberechnung:

- die Liste aller überwachten Stoffströme;
- die Tätigkeitsdaten, die für die Berechnung der Emissionen aus den einzelnen Stoffströmen herangezogen wurden, aufgeschlüsselt nach Prozessen und Brennstoff-/Materialarten;
- die Dokumente, die die Wahl der Überwachungsmethode begründen, sowie entsprechende Nachweise für zeitlich begrenzte bzw. dauerhafte Änderungen der Überwachungsmethoden und Ebenenkonzepte, wie sie von der zuständigen Behörde genehmigt wurden;
- Unterlagen zur Überwachungsmethode und den Ergebnissen der Ermittlung der tätigkeitsspezifischen Emissionsfaktoren und Biomasseanteilen für bestimmte Brennstoffe sowie von Oxidations- bzw. Umsetzungsfaktoren, mit entsprechendem Nachweis der Genehmigung durch die zuständige Behörde;
- Dokumentation des Verfahrens zur Ermittlung von Tätigkeitsdaten für die Anlage und ihre Stoffströme;
- Tätigkeitsdaten, Emissions-, Oxidations- bzw. Umsetzungsfaktoren, die der zuständigen Behörde zur Erstellung des nationalen Zuteilungsplans für die Jahre vor der geltenden Handelsperiode übermittelt wurden;
- Dokumentation der im Zusammenhang mit der Emissionsüberwachung festgelegten Zuständigkeiten;
- den jährlichen Emissionsbericht sowie
- alle anderen Informationen, die für die Prüfung des jährlichen Emissionsberichts erforderlich sind.

Bei Emissionsmessung müssen zusätzlich die folgenden Informationen aufbewahrt werden:

- die Liste aller überwachten Emissionsquellen;
- Dokumente, die die Entscheidung zugunsten der Messmethodik begründen;
- die Daten, die für die Unsicherheitsanalyse der Emissionen aus den einzelnen Quellen herangezogen wurden, aufgeschlüsselt nach Prozessen;

- die Daten, die für flankierende Berechnungen verwendet wurden;
- eine detaillierte technische Beschreibung des Systems der kontinuierlichen Emissionsmessung, mit Nachweis der Genehmigung durch die zuständige Behörde;
- rohe und aggregierte Daten des kontinuierlichen Messsystems, einschließlich einer Dokumentation aller Veränderungen (mit Zeitabfolge), Testprotokolle, Stillstandszeiten, Kalibrierungen, Service- und Wartungsarbeiten;
- Dokumentation aller Änderungen am Messsystem.

10. KONTROLLE UND PRÜFUNG

Die Kontrolle und Prüfung von Emissionen erfolgen vorbehaltlich des Abschnitts 16 dieses Anhangs.

10.1. DATENERHEBUNG UND DATENVERWALTUNG

Zur Überwachung und Meldung von Treibhausgasemissionen in Einklang mit dem genehmigten Monitoringkonzept, der Emissionsgenehmigung und den vorliegenden Monitoring-Leitlinien errichtet, dokumentiert, implementiert und unterhält der Anlagenbetreiber ein effizientes Datenerhebungs- und Datenverwaltungssystem. Diese Datenflussaktivitäten umfassen das Messen, Überwachen, Analysieren, Aufzeichnen, Auswerten und Berechnen von Parametern mit dem Ziel, über die Treibhausgasemissionen Bericht erstatten zu können.

10.2. KONTROLLSYSTEM

Die Anlagenbetreiber errichten, dokumentieren, implementieren und unterhalten ein effizientes Kontrollsystem, das gewährleistet, dass der auf Basis der Datenflusstätigkeiten erstellte jährliche Emissionsbericht keine Falschangaben enthält und mit dem genehmigten Monitoringkonzept, der Emissionsgenehmigung und den vorliegenden Monitoring-Leitlinien in Einklang steht.

Das Kontrollsystem des Anlagenbetreibers umfasst die Prozesse, die für eine wirksame Überwachung und Berichterstattung erforderlich sind, wie sie von den für die jährlichen Emissionsberichte Verantwortlichen konzipiert und umgesetzt werden. Das Kontrollsystem besteht aus folgenden Komponenten:

- a) eine Bewertung der inhärenten Risiken und Kontrollrisiken durch den Anlagenbetreiber in Bezug auf Fehler, Falschdarstellungen oder Unterlassungen (Falschangaben) im jährlichen Emissionsbericht und etwaiger Nichtkonformitäten gegenüber dem genehmigten Monitoringkonzept, der Emissionsgenehmigung und den vorliegenden Monitoring-Leitlinien;
- b) Kontrolltätigkeiten, die dazu beitragen, festgestellte Risiken zu mindern.

Der Anlagenbetreiber bewertet und verbessert sein Kontrollsystem, um sicherzustellen, dass der jährliche Emissionsbericht keine wesentlichen Falschangaben oder wesentlichen Nichtkonformitäten enthält. Diese Bewertung umfasst interne Prüfungen des Systems als solchem und der berichteten Daten. Das Kontrollsystem kann sich auf andere Verfahren und Dokumente stützen, die u. a. im Gemeinschaftssystem für Umweltmanagement und Umweltbetriebsprüfung (EMAS), der ISO-Norm 14001:2004 („Umweltmanagementsysteme — Spezifikation zur Anleitung zur Anwendung“), der ISO-Norm 9001:2000 und in Finanzkontrollsystemen vorgesehen sind. Im diesem Falle trägt der Anlagenbetreiber dafür Sorge, dass den Anforderungen des genehmigten Monitoringkonzepts, der Emissionsgenehmigung und der vorliegenden Monitoring-Leitlinien in dem jeweils angewandten System Rechnung getragen wird.

10.3. KONTROLLTÄTIGKEITEN

Zur Kontrolle und Minderung von inhärenten Risiken und Kontrollrisiken im Sinne von Kapitel 10.2 definiert und implementiert der Anlagenbetreiber seine Kontrolltätigkeiten nach den Verfahrensvorschriften der Abschnitte 10.3.1 bis 10.3.6.

10.3.1. VERFAHREN UND ZUSTÄNDIGKEITEN

Der Anlagenbetreiber verteilt für sämtliche Datenfluss- und Kontrollaktivitäten entsprechende Zuständigkeiten. Kollidierende Aufgaben, einschließlich Datenverarbeitungs- und Kontrollaktivitäten, werden wann immer möglich, getrennt. Falls dies nicht möglich ist, werden alternative Kontrollen vorgesehen.

Der Anlagenbetreiber dokumentiert die Datenflussaktivitäten gemäß Abschnitt 10.1 und die Kontrollaktivitäten gemäß den Abschnitten 10.3.2 bis 10.3.6, einschließlich

- der Abfolge und das Zusammenwirken von Datenerhebungs- und Datenverwaltungstätigkeiten gemäß Abschnitt 10.1 und der angewandten Berechnungs- bzw. Messmethoden;
- der Risikobewertung von Definitionen und Bewertungen des Kontrollsystems gemäß Abschnitt 10.2;
- der Verwaltung der erforderlichen Kompetenzen für die Zuständigkeiten gemäß Abschnitt 10.3.1;
- der Qualitätssicherung der Messeinrichtungen und (ggf.) der angewandten Informationstechnologie gemäß Abschnitt 10.3.2;
- der internen Überprüfung der mitgeteilten Daten gemäß Abschnitt 10.3.3;
- der ausgelagerten Prozesse gemäß Abschnitt 10.3.4;
- der Berichtigungen und Korrekturmaßnahmen gemäß Abschnitt 10.3.5;
- der Aufzeichnungen und Dokumentationen gemäß Abschnitt 10.3.6.

Jedes dieser Verfahren umfasst (gegebenenfalls) folgende Elemente:

- Zuständigkeiten;
- Aufzeichnungen (je nach Möglichkeit und Eignung in elektronischer Form oder in Papierform);
- (ggf.) angewandte Informationssysteme;
- Input und Output, mit genauer Bezugnahme auf die vorangegangene und die folgende Tätigkeit;
- (ggf.) Häufigkeit.

Die Verfahren müssen für die Minderung der identifizierten Risiken geeignet sein.

10.3.2. QUALITÄTSSICHERUNG

Der Anlagenbetreiber trägt dafür Sorge, dass alle maßgeblichen Messeinrichtungen, auch vor ihrer Verwendung, im Hinblick auf die gemäß Abschnitt 10.2 identifizierten Risiken in regelmäßigen Abständen kalibriert, justiert und kontrolliert sowie anhand von Messstandards kontrolliert werden, die auf international anerkannten Standards — so vorhanden — beruhen. Der Anlagenbetreiber hält im Monitoringkonzept fest, wenn bestimmte Teile der Messeinrichtungen nicht kalibriert werden können, und schlagen in diesem Falle alternative Kontrollen vor, die von der zuständigen Behörde genehmigt werden müssen. Stellt sich heraus, dass Messeinrichtungen den Anforderungen nicht entsprechen, so treffen die Anlagenbetreiber unverzüglich die erforderlichen Korrekturmaßnahmen. Aufzeichnungen über Kalibrier- und Authentifizierungsergebnisse sind 10 Jahre lang aufzubewahren.

Soweit die Anlagenbetreiber Informationstechnologien, einschließlich Computer-Prozesskontrollen, anwenden, sind diese so zu konzipieren, zu dokumentieren, zu testen, zu implementieren, zu kontrollieren und zu unterhalten, dass eine verlässliche, genaue und zeitgerechte Datenverarbeitung gewährleistet ist, die den gemäß Abschnitt 10.2 identifizierten Risiken Rechnung trägt. Dies beinhaltet die vorschriftsmäßige Anwendung der im Monitoringkonzept vorgegebenen Berechnungsformeln. Zur Kontrolle von Informationstechnologien gehören Zugriffskontrolle, Back-up, Wiederherstellung von Daten, Kontinuitätsplanung und Sicherheit.

10.3.3. ÜBERPRÜFUNG UND VALIDIERUNG VON DATEN

Zur Handhabung des Datenflusses veranlasst der Anlagenbetreiber, dass die Daten entsprechend den gemäß Abschnitt 10.2 identifizierten Risiken überprüft und validiert werden. Die Validierung kann manuell oder elektronisch erfolgen. Sie ist so konzipiert, dass die Grenzen für die Zurückweisung von Daten, soweit möglich, von vornherein klar sind.

Einfache und wirkungsvolle Datenüberprüfungen lassen sich auf operationeller Ebene durch den Vergleich von Überwachungswerten nach vertikalen und horizontalen Ansätzen durchführen.

Beim vertikalen Ansatz werden die in einer Anlage überwachten Emissionsdaten verschiedener Jahre miteinander verglichen. Ein Überwachungsfehler ist wahrscheinlich, wenn sich Abweichungen zwischen den in den verschiedenen Jahren gemessenen Daten nicht erklären lassen durch

- Veränderungen im Tätigkeitsniveau;
- Veränderungen bei Brennstoffen oder Einsatzmaterialien;
- Veränderungen bei den Emissionen verursachenden Prozessen (z. B. bei Verbesserung der Energieeffizienz).

Beim horizontalen Ansatz werden Werte aus verschiedenen operationellen Datenerfassungssystemen miteinander verglichen:

- Vergleich von Daten über den Brennstoff- oder Materialankauf mit Daten über Bestandsänderungen (ausgehend von Informationen über Anfangs- und Endbestände) und Verbrauchsdaten zu den jeweiligen Stoffströmen;
- Vergleich von Emissionsfaktoren, die analysiert und berechnet oder vom Lieferanten bezogen wurden, mit nationalen oder internationalen Referenzemissionsfaktoren vergleichbarer Brennstoffe;
- Vergleich der anhand von Brennstoffanalysen ermittelten Emissionsfaktoren mit nationalen oder internationalen Referenzemissionsfaktoren vergleichbarer Brennstoffe;
- Vergleich gemessener mit berechneten Emissionen.

10.3.4. AUSGELAGERTE PROZESSE

Entscheidet sich ein Anlagenbetreiber, bestimmte Prozesse im Datenfluss auszulagern, so kontrolliert er die Qualität dieser Prozesse entsprechend den gemäß Abschnitt 10.2 identifizierten Risiken. Er legt angemessene Anforderungen in Bezug auf Ergebnisse und Methoden fest und überprüft die erzielte Qualität.

10.3.5. BERICHTIGUNGEN UND KORREKTURMASSNAHMEN

Soweit bestimmte Aspekte der Datenfluss- oder Kontrollaktivitäten (Gerät, Anlage, Mitarbeiter, Lieferant, Verfahren o.ä.) nicht reibungslos oder nur außerhalb vorgegebener Grenzen funktionieren, trifft der Anlagenbetreiber umgehend alle geeigneten Vorkehrungen, um die abgelehnten Daten zu berichtigen. Er prüft die Gültigkeit der Ergebnisse der jeweiligen Schritte, ermittelt die Hauptursache des Defekts oder Funktionsfehlers und trifft entsprechende Korrekturmaßnahmen.

Die in diesem Abschnitt vorgesehenen Tätigkeiten sind in Übereinstimmung mit Abschnitt 10.2 (risikoorientierter Ansatz) durchzuführen.

10.3.6. AUFZEICHNUNGEN UND DOKUMENTATION

Um Konformität nachweisen und gewährleisten sowie berichtete Emissionsdaten nachvollziehen zu können, bewahren die Anlagenbetreiber Aufzeichnungen über sämtliche Kontrollaktivitäten (einschließlich Qualitätssicherung/Qualitätskontrolle von Geräten und Informationstechnologien, Überprüfung und Validierung von Daten und Berichtigungen) sowie alle unter Abschnitt 9 dieses Anhangs genannten Informationen mindestens 10 Jahre lang auf.

Der Anlagenbetreiber trägt dafür Sorge, dass maßgebliche Dokumente immer dann und dort zur Verfügung stehen, wo sie zur Durchführung der Datenfluss- und Kontrollaktivitäten benötigt werden. Der Anlagenbetreiber muss über ein Verfahren verfügen, um die benötigte Version dieser Dokumente identifizieren, erstellen, verteilen und kontrollieren zu können.

Die in diesem Abschnitt vorgesehenen Tätigkeiten sind in Übereinstimmung mit dem risikoorientierten Ansatz gemäß Abschnitt 10.2 durchzuführen.

10.4. PRÜFUNG

10.4.1. ALLGEMEINE GRUNDSÄTZE

Mit der Prüfung soll sichergestellt werden, dass Emissionen nach Maßgabe dieser Monitoring-Leitlinien überwacht wurden und gemäß Artikel 14 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG verlässliche und korrekte Emissionsdaten berichtet werden. Die Mitgliedstaaten tragen bei dieser Prüfung den im Rahmen des Abkommens für eine Europäische Zusammenarbeit für Akkreditierung (*European Cooperation for Accreditation, EA*) herausgegebenen Leitlinien Rechnung.

Vorbehaltlich der Bestimmungen von Kapitel 10.4.2 Buchstabe e) werden die Ergebnisse der Prüfung in einem Prüfgutachten festgehalten, aus dem hervorgeht, ob mit hinreichender Sicherheit die Daten im Emissionsbericht keine wesentlichen Falschangaben enthalten und ob keine wesentlichen Nichtkonformitäten vorliegen.

Der Anlagenbetreiber legt der Prüfstelle den Emissionsbericht, für jede seiner Anlagen eine Kopie des genehmigten Monitoringkonzepts sowie alle weiteren Informationen vor, die von Belang sein könnten.

Der Umfang der Prüfung hängt von den Aufgaben ab, die die Prüfstelle wahrnehmen muss, um das genannte Ziel zu erreichen. Die Prüfstelle führt jedoch zumindest die in Abschnitt 10.4.2 vorgesehenen Tätigkeiten durch.

10.4.2. PRÜFMETHODE

Die Prüfstelle geht bei der Planung und Durchführung der Prüfung mit professioneller Skepsis vor; sie ist sich insbesondere darüber im Klaren, dass Umstände vorliegen können, die dazu führen, dass die Informationen im jährlichen Emissionsbericht wesentliche Falschangaben enthalten.

Die Prüfstelle nimmt die Prüfung in folgenden Schritten vor:

a) **Strategische Analyse**

Die Prüfstelle muss

- überprüfen, ob das Monitoringkonzept von der zuständigen Behörde genehmigt wurde und ob die richtige Fassung vorliegt. Ist dies nicht der Fall, so sollte der Prüfprozess, soweit er sich nicht auf Elemente bezieht, die vom Fehlen der Genehmigung eindeutig nicht berührt sind, ausgesetzt werden;
- alle in der Anlage durchgeführten Tätigkeiten kennen, ebenso wie die Emissionsquellen und Stoffströme innerhalb der Anlage, die zur Überwachung oder Messung von Tätigkeitsdaten eingesetzten Messeinrichtungen, die Herleitung und Anwendung von Emissionsfaktoren und Oxidations-/Umsetzungsfaktoren und anderer Daten, die zur Berechnung oder Messung der Emissionen verwendet werden, sowie die sonstigen Bedingungen, unter denen die Anlage betrieben wird;
- das Monitoringkonzept, den Datenfluss und das Kontrollsystem des Anlagenbetreibers, einschließlich der Gesamtorganisation in Bezug auf Überwachung und Berichterstattung, verstehen;
- den in Tabelle 3 vorgegebenen Wesentlichkeitsgrad anwenden.

Tabelle 3

Wesentlichkeitsgrad

	Wesentlichkeitsgrad
Anlagen der Kategorie A und B	5 %
Anlagen der Kategorie C	2 %

Die Prüfstelle führt die strategische Analyse so durch, dass sie die Risikoanalyse nach folgendem Schema vornehmen kann. Die strategische Analyse hat, soweit erforderlich, eine Besichtigung vor Ort einzuschließen.

b) **Risikoanalyse**

Die Prüfstelle muss

- die inhärenten Risiken und die Kontrollrisiken analysieren, die sich aus dem Umfang und der Komplexität der Aktivitäten des Anlagenbetreibers, den Emissionsquellen und den Stoffströmen ergeben, auch unter Berücksichtigung der Tatsache, dass diese Risiken zu wesentlichen Falschaussagen und Nichtkonformitäten führen könnten;
- einen Prüfplan erstellen, der dieser Risikoanalyse in einem angemessenen Verhältnis entspricht. Im Plan ist festzulegen, wie die Prüfung ablaufen soll. Er enthält ein Prüfprogramm und einen Plan für Datenstichproben. Das Prüfprogramm regelt, welche Tätigkeiten zu welcher Zeit und in welchem Umfang durchzuführen sind, damit der Prüfplan abgeschlossen werden kann. Der Plan für Datenstichproben gibt vor, welche Daten im Hinblick auf ein Prüfgutachten überprüft werden müssen.

c) **Prüfung**

Im Rahmen der Prüfung nimmt die Prüfstelle, wenn dies zweckmäßig erscheint, eine Besichtigung vor Ort vor, um das Funktionieren von Messgeräten und Überwachungssystemen zu kontrollieren, Interviews durchzuführen und hinreichende Informationen und Belege zu erheben.

Darüber hinaus muss die Prüfstelle

- den Prüfplan umsetzen, indem sie Daten in Übereinstimmung mit den festgelegten Stichprobenahmeverfahren, Durchgangstests („Walk-through tests“), Dokumentenprüfungen, Analysen und Datenprüfungen Daten erhebt, einschließlich etwaiger anderer maßgeblicher Informationen, auf die die Prüfstelle ihr Gutachten stützen wird;
- die Validität der Informationen, die zur Berechnung des im genehmigten Monitoringkonzept vorgegebenen Unsicherheitsgrades herangezogen wurden, bestätigen;
- überprüfen, ob das genehmigte Monitoringkonzept tatsächlich umgesetzt wird, und ermitteln, ob es aktuell ist;
- den Anlagenbetreiber auffordern, fehlende Daten oder fehlende Teile von Prüfpfaden („audit trails“) vorzulegen, Abweichungen in den Emissionsdaten zu erklären, Berechnungen zu überarbeiten oder berichtete Daten anzupassen, bevor sie ein abschließendes Prüfgutachten erstellen kann. Die Prüfstelle sollte dem Anlagenbetreiber in jedem Falle alle festgestellten Nichtkonformitäten und Falschangaben zur Kenntnis bringen.

Der Anlagenbetreiber hat alle beanstandeten Falschangaben zu berichtigen. Bei Stichproben wird die gesamte Grundgesamtheit korrigiert.

Während des gesamten Prüfungsprozesses sucht die Prüfstelle nach Falschangaben und Nichtkonformitäten, indem sie prüft,

- ob das Monitoringkonzept umgesetzt wurde, um die Feststellung von Nichtkonformitäten zu unterstützen;
- ob es klare und objektive Nachweise auf Grund der Datenerhebung gibt, um die Feststellung von Falschangaben zu unterstützen.

d) **Interner Prüfbericht**

Am Ende des Prüfungsprozesses erstellt die Prüfstelle einen internen Prüfbericht. Darin wird nachgewiesen, dass die strategische Analyse, die Risikoanalyse und der Prüfplan vollständig durchgeführt wurden, und es werden genügend Informationen gegeben, um das Prüfgutachten zu untermauern. Der interne Prüfbericht dient auch dazu, der zuständigen Behörde und der Akkreditierungsstelle eine etwaige Bewertung der Prüfung zu erleichtern.

Auf der Grundlage der Feststellungen des internen Prüfberichts entscheidet die Prüfstelle, ob der jährliche Emissionsbericht gemessen an dem Schwellenwert für die Wesentlichkeit wesentliche Falschangaben enthält und ob wesentliche Nichtkonformitäten vorliegen oder andere Fragen offen stehen, die für das Prüfgutachten von Belang sind.

e) **Prüfbericht**

Die Prüfstelle fasst ihre Prüfungsmethode, ihre Feststellungen und ihr Prüfgutachten in einem an den Anlagenbetreiber adressierten Prüfbericht zusammen, den dieser zusammen mit dem jährlichen Emissionsbericht der zuständigen Behörde übermittelt. Ein jährlicher Emissionsbericht gilt als zufriedenstellend überprüft, wenn die Angaben zu den Gesamtemissionen keine wesentlichen Falschangaben enthalten und wenn nach Auffassung der Prüfstelle keine wesentlichen Nichtkonformitäten vorliegen. Im Falle unwesentlicher Nichtkonformitäten oder unwesentlicher Falschangaben kann die Prüfstelle diese im Prüfbericht vermerken als „Überprüfung zufriedenstellend bei unwesentlichen Nichtkonformitäten oder unwesentlichen Falschangaben“. Sie kann dies auch in einem gesonderten Schreiben an das Management melden.

Die Prüfstelle kann zu dem Schluss gelangen, dass ein jährlicher Emissionsbericht nicht als zufriedenstellend zu bestätigen ist, wenn sie wesentliche Nichtkonformitäten oder wesentliche Falschangaben (mit oder ohne Vorliegen wesentlicher Nichtkonformitäten) feststellt. Sie kann zu dem Schluss gelangen, dass ein jährlicher Emissionsbericht nicht zu bestätigen ist, wenn der Umfang der Prüfung eingeschränkt war (d. h. wenn Umstände verhindern oder eine Einschränkung vorlag, die verhindert, dass die Prüfstelle die Nachweise erhält, die sie benötigt, um das Prüfungsrisiko auf ein hinreichendes Niveau zu senken) und/oder wesentliche Unsicherheiten vorlagen.

Die Mitgliedstaaten tragen dafür Sorge, dass die Anlagenbetreiber Nichtkonformitäten und Falschangaben nach Rücksprache mit der zuständigen Behörde innerhalb einer von der zuständigen Behörde gesetzten Frist beheben. Sie tragen ferner dafür Sorge, dass Meinungsunterschiede zwischen Anlagenbetreibern, Prüfstellen

und zuständigen Behörden eine ordnungsgemäße Berichterstattung nicht verhindern und in Einklang mit der Richtlinie 2003/87/EG, diesen Monitoring-Leitlinien, den gemäß Anhang V der Richtlinie von den Mitgliedstaaten erlassenen Vorschriften und etwaigen nationalen Verfahrensvorschriften beigelegt werden.

11. EMISSIONSFAKTOREN

In diesem Abschnitt sind Referenzemissionsfaktoren für Ebene 1 festgelegt, die die Anwendung nicht tätigkeitsspezifischer Emissionsfaktoren bei der Brennstoffverbrennung ermöglichen. Sollte ein Brennstoff keiner bestehenden Kategorie angehören, so kann der Anlagenbetreiber den verwendeten Brennstoff nach bestem Wissen und vorbehaltlich der Genehmigung der zuständigen Behörde einer verwandten Brennstoffkategorie zuordnen.

Tabelle 4

Brennstoffemissionsfaktoren bezogen auf den unteren Heizwert (H_u) und massenbezogene untere Heizwerte

Brennstofftyp	Emissionsfaktor tCO ₂ /TJ	Unterer Heizwert(H_u) (TJ/Gg)
	2006 IPCC-Leitlinien (ausgenommen Biomasse)	2006 IPCC-Leitlinien
Rohöl	73,3	42,3
Orimulsion	76,9	27,5
Flüssigerdgas	64,1	44,2
Benzin	69,2	44,3
Kerosin	71,8	43,8
Schieferöl	73,3	38,1
Gas/Dieselmotorkraftstoff	74,0	43,0
Rückstandsöl	77,3	40,4
Flüssiggas	63,0	47,3
Ethan	61,6	46,4
Naphtha	73,3	44,5
Bitumen	80,6	40,2
Schmieröl	73,3	40,2
Petrolkoks	97,5	32,5
Ausgangsmaterial für Raffinerien	73,3	43,0
Raffineriegas	51,3	49,5
Paraffinwachs	73,3	40,2
Raffinerie-Halbfertigerzeugnisse (White Spirit & SBP)	73,3	40,2
Andere Erdölerzeugnisse	73,3	40,2
Anthrazit	98,2	26,7
Kokskohle	94,5	28,2
Sonstige Fettkohle	94,5	25,8
Subbituminöse Kohle	96,0	18,9
Braunkohle	101,1	11,9
Ölschiefer und Teersand	106,6	8,9

Brennstofftyp	Emissionsfaktor tCO ₂ /TJ	Unterer Heizwert(H _u) (TJ)/Gg)
	2006 IPCC-Leitlinien (ausgenommen Biomasse)	2006 IPCC-Leitlinien
Patent fuels (Presskohle, Briketts)	97,5	20,7
Kokereikoks & Braunkohlenkoks	107,0	28,2
Gaskoks	107,0	28,2
Kohlenteer	80,6	28,0
Gas aus Gaswerken	44,7	38,7
Kokereigas	44,7	38,7
Gichtgas	259,4	2,5
Gas aus Sauerstoff-Blasstahlwerken	171,8	7,1
Erdgas	56,1	48,0
Industrieabfälle	142,9	keine Angabe
Altöle	73,3	40,2
Torf	105,9	9,8
Holz/Holzabfälle	0	15,6
Andere primäre feste Biomasse	0	11,6
Holzkohle	0	29,5
Biobenzin	0	27,0
Biodiesel	0	27,0
Andere flüssige Biokraftstoffe	0	27,4
Deponiegas	0	50,4
Klärgas	0	50,4
Anderes Biogas	0	50,4
	Sonstige Quellen:	Sonstige Quellen:
Altreifen	85,0	keine Angabe
Kohlenmonoxid	155,2	10,1
Methan	54,9	50,0

12. LISTE CO₂-NEUTRALER BIOMASSE

Diese Liste enthält Materialien, die zum Zweck dieser Monitoring-Leitlinien als Biomasse angesehen und mit einem Emissionsfaktor von 0 [t CO₂/TJ oder t oder Nm³] gewichtet werden. Torf und fossile Anteile der unten genannten Stoffe gelten nicht als Biomasse. Soweit visuell oder geruchlich keine Kontamination mit anderem Material oder anderen Brennstoffen festgestellt werden kann, brauchen keine Analysen durchgeführt zu werden, um die Reinheit von Stoffen der Gruppen 1 und 2 nachzuweisen:

Gruppe 1 — Pflanzen und Pflanzenteile:

- Stroh,
- Heu und Gras,
- Blätter, Holz, Wurzeln, Baumstümpfe, Rinde,
- Kulturpflanzen, z. B. Mais und Triticale.

Gruppe 2 — Biomasseabfälle, -produkte und -nebenprodukte:

- Industrielle Holzabfälle (Abfallholz aus der Holzbe- und -verarbeitung sowie Abfallholz aus der Holzwerkstoffindustrie),
- Gebrauchtholz (gebrauchte Holzerzeugnisse, Holzwerkstoffe) sowie Produkte und Nebenprodukte aus der Holzverarbeitung,
- holzartige Abfälle aus der Zellstoff- und Papierindustrie, z. B. Schwarzlauge (mit ausschließlich Biomasse-Kohlenstoff),
- rohes Tallöl, Tallöl und Pech aus der Zellstoffindustrie,
- Rückstände aus der Forstwirtschaft,
- Lignin aus der Verarbeitung lignozellulose-haltiger Pflanzen,
- Tier-, Fisch- und Lebensmittelmehl, Fett, Öl und Talg,
- Primärrückstände aus der Lebensmittel- und Getränkeindustrie,
- Pflanzenöle und -fette,
- Dung und Gülle,
- Rückstände landwirtschaftlicher Nutzpflanzen,
- Klärschlamm,
- Biogas aus der Faulung, Gärung oder Vergasung von Biomasse,
- Hafenschlamm und andere Schlämme und Sedimente aus Gewässern,
- Deponiegas,
- Holzkohle.

Gruppe 3 — Biomasseanteile gemischter Materialien:

- der Biomasseanteil von Treibgut aus der Wasserwirtschaft,
- der Biomasseanteil von gemischten Rückständen aus der Lebensmittel- und Getränkeherstellung,
- der Biomasseanteil von Verbundwerkstoffen mit Holzanteil,
- der Biomasseanteil textiler Abfälle,
- der Biomasseanteil von Papier, Karton, Pappe,
- der Biomasseanteil von Industrie- und Siedlungsabfällen,
- der Biomasseanteil von fossilen Kohlenstoff enthaltender Schwarzlauge,
- der Biomasseanteil aufbereiteter Industrie- und Siedlungsabfälle,
- der Biomasseanteil von Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether (ETBE),
- der Biomasseanteil von Butanol.

Gruppe 4 — Brennstoffe, deren Bestandteile und Zwischenprodukte insgesamt aus Biomasse erzeugt wurden:

- Bioethanol,
- Biodiesel,

- veretherter Bioethanol,
- Biomethanol,
- Biodimethylether,
- Bioöl (ein Pyrolyse-Heizöl) und Biogas.

13. BESTIMMUNG TÄTIGKEITSSPEZIFISCHER DATEN UND FAKTOREN

Dieser Abschnitt ist nur für die Teile dieser Monitoring-Leitlinien mit ausdrücklichem Verweis auf „Anhang I Abschnitt 13“ verbindlich. Die Bestimmungen dieses Abschnitts gelten vorbehaltlich der Bestimmungen von Abschnitt 16 dieses Anhangs.

13.1. BESTIMMUNG DES UNTEREN HEIZWERTES UND DER EMISSIONSFAKTOREN FÜR BRENNSTOFFE

Welches spezifische Verfahren zur Bestimmung des tätigkeitsspezifischen Emissionsfaktors einschließlich der Probenahmeverfahren für die konkrete Brennstoffart, Anwendung finden soll, ist vor Beginn des jeweiligen Berichtszeitraums, in dem es angewendet wird, mit der zuständigen Behörde abzustimmen.

Die Verfahrensvorschriften für die Brennstoffprobenahme und die Bestimmung des unteren Heizwertes, des Kohlenstoffgehalts und des Emissionsfaktors müssen, soweit vorhanden, einer genormten Methode entsprechen, die systematische Fehler bei Probenahme und Messung begrenzt und deren Messunsicherheit bekannt ist. Soweit verfügbar sind CEN-Normen zu verwenden. Sind keine einschlägigen CEN-Normen verfügbar, so sind geeignete ISO-Normen oder nationale Normen anzuwenden. Gibt es keine gültige Norm, so können gegebenenfalls Verfahren angewandt werden, die vorliegenden Normentwürfen oder den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (*Best Practice*) entsprechen.

Folgende CEN-Normen sind relevant:

- EN ISO 6976:2005 „Erdgas — Berechnung von Brenn- und Heizwert, Dichte, relativer Dichte und Wobbeindex aus der Zusammensetzung“;
- EN ISO 4259:1996 „Mineralölerzeugnisse — Bestimmung und Anwendung der Werte für die Präzision von Prüfverfahren“.

Folgende ISO-Normen sind relevant:

- ISO 13909-1,2,3,4:2001 „Steinkohle und Koks — Mechanische Probenahme“;
- ISO 5069-1,2:1983: „Braunkohlen und Lignite; Grundsätze der Probenentnahme“;
- ISO 625:1996 „Feste mineralische Brennstoffe — Bestimmung von Kohlenstoff und Wasserstoff — Verfahren nach Liebig“;
- ISO 925:1997 „Feste Brennstoffe — Bestimmung des Carbonat-Kohlenstoff-Gehaltes — Gravimetrisches Verfahren“;
- ISO 9300-1990: „Durchflussmessung von Gasen mit Venturidüsen bei kritischer Strömung“;
- ISO 9951:1993/94 „Gasdurchflussmessung in geschlossenen Leitungen; Turbinenradzähler“.

Als ergänzende nationale Normen für die Charakterisierung von Brennstoffen sind zu nennen:

- DIN 51900-1:2000 „Prüfung fester und flüssiger Brennstoffe — Bestimmung des Brennwertes mit dem Bomben-Kalorimeter und Berechnung des Heizwertes — Teil 1: Allgemeine Angaben, Grundgeräte, Grundverfahren“;
- DIN 51857:1997 „Gasförmige Brennstoffe und sonstige Gase — Berechnung von Brennwert, Heizwert, Dichte, relativer Dichte und Wobbeindex von Gas und Gasgemischen“;
- DIN 51612:1980 „Prüfung von Flüssiggas; Berechnung des Heizwertes“;
- DIN 51721:2001 „Prüfung fester Brennstoffe — Bestimmung des Gehaltes an Kohlenstoff und Wasserstoff“ (gilt auch für flüssige Brennstoffe).

Das Labor, das den Emissionsfaktor, den Kohlenstoffgehalt und den unteren Heizwert bestimmt, muss die Anforderungen gemäß Abschnitt 13.5 dieses Anhangs erfüllen. Es sei darauf hingewiesen, dass zum Erreichen einer angemessenen Genauigkeit tätigkeitsspezifischer Emissionsfaktoren (zusätzlich zur Genauigkeit des Analyseverfahrens zur Bestimmung des Kohlenstoffgehalts und des unteren Heizwertes) vor allem die Häufigkeit und das Verfahren der Probenahme sowie die Vorbereitung der Probe von entscheidender Bedeutung sind. Diese Parameter hängen insbesondere von der Beschaffenheit und der Homogenität des Brennstoffs/Materials ab. Bei heterogenen Stoffen (wie festen Siedlungsabfällen) wird eine sehr viel höhere Zahl von Proben erforderlich sein als bei den meisten handelsüblichen gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen, bei denen die erforderliche Probenzahl sehr viel geringer sein kann.

Das Probenahmeverfahren und die Häufigkeit der Analysen für die Bestimmung des Emissionsfaktors, des Kohlenstoffgehalts und des unteren Heizwertes müssen den diesbezüglichen Vorgaben von Abschnitt 13.6 genügen.

Die Verfahren, die das mit der Bestimmung des Emissionsfaktors beauftragte Labor anwendet, und alle Laborergebnisse sind umfassend zu dokumentieren und aufzubewahren und der für die Prüfung des Emissionsberichts zuständigen Prüfstelle zur Verfügung zu stellen.

13.2. BESTIMMUNG TÄTIGKEITSSPEZIFISCHER OXIDATIONSFAKTOREN

Welches spezifische Verfahren zur Bestimmung des tätigkeitsspezifischen Oxidationsfaktors, einschließlich der Probenahmeverfahren für die konkrete Brennstoffart und Anlage Anwendung finden soll, ist vor Beginn des jeweiligen Berichtszeitraums mit der zuständigen Behörde abzustimmen.

Die Verfahrensvorschriften für die Bestimmung repräsentativer tätigkeitsspezifischer Oxidationsfaktoren (z. B. über den Kohlenstoffgehalt von Ruß, Asche, Abwässern und sonstigen Abfällen oder Nebenprodukten) müssen, soweit vorhanden, einer genormten Methode entsprechen, die systematische Fehler bei Probenahme und Messung begrenzt und deren Messunsicherheit bekannt ist. Soweit verfügbar sind CEN-Normen zu verwenden. Sind keine einschlägigen CEN-Normen verfügbar, so sind geeignete ISO-Normen oder nationale Normen anzuwenden. Gibt es keine gültige Norm, so können gegebenenfalls Verfahren angewandt werden, die vorliegenden Normentwürfen oder den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (*Best Practice*) entsprechen.

Das Labor, das den Oxidationsfaktor bestimmt bzw. die zugrunde liegenden Daten ermittelt, muss die Anforderungen gemäß Abschnitt 13.5 dieses Anhangs erfüllen. Das Probenahmeverfahren und die Häufigkeit der Analysen für die Bestimmung relevanter Stoffdaten (z. B. der Kohlenstoffgehalt der Asche), die für die Berechnung des Oxidationsfaktors verwendet werden, müssen den diesbezüglichen Vorgaben von Abschnitt 13.6 genügen.

Die Verfahren, die das mit der Bestimmung des Oxidationsfaktors beauftragte Labor anwendet, und alle Laborergebnisse sind umfassend zu dokumentieren und aufzubewahren und der für die Prüfung des Emissionsberichts zuständigen Prüfstelle zur Verfügung zu stellen.

13.3. BESTIMMUNG VON PROZESSEMISSIONSFAKTOREN, UMSETZUNGSFAKTOREN UND ZUSAMMENSETZUNGSDATEN

Welches spezifische Verfahren zur Bestimmung der tätigkeitsspezifischen Emissionsfaktoren, Umsetzungsfaktoren bzw. Zusammensetzungsdaten, einschließlich der Probenahmeverfahren für das jeweilige Material, Anwendung finden soll, ist vor Beginn des jeweiligen Berichtszeitraums mit der zuständigen Behörde abzustimmen.

Die Verfahrensvorschriften für die Probenahme und die Bestimmung der Zusammensetzung des betreffenden Materials oder Errechnung eines Prozessemissionsfaktors müssen, soweit vorhanden, einer genormten Methode entsprechen, die systematische Fehler bei Probenahme und Messung begrenzt und deren Messunsicherheit bekannt ist. Soweit verfügbar sind CEN-Normen zu verwenden. Sind keine einschlägigen CEN-Normen verfügbar, so sind geeignete ISO-Normen oder nationale Normen anzuwenden. Gibt es keine gültige Norm, so können gegebenenfalls Verfahren angewandt werden, die vorliegenden Normentwürfen oder den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (*Best Practice*) entsprechen.

Das beauftragte Labor muss die Anforderungen gemäß Abschnitt 13.5 dieses Anhangs erfüllen. Das Probenahmeverfahren und die Häufigkeit der Analysen entsprechen den diesbezüglichen Vorgaben von Abschnitt 13.6.

Die angewandten Verfahren und alle Laborergebnisse sind umfassend zu dokumentieren und aufzubewahren und der für die Prüfung des Emissionsberichts zuständigen Prüfstelle zur Verfügung zu stellen.

13.4. BESTIMMUNG EINES BIOMASSEANTEILS

Der Begriff „Biomasseanteil“ im Sinne dieser Monitoring-Leitlinien bezieht sich entsprechend der Definition des Begriffs Biomasse (vgl. Abschnitte 2 und 12 dieses Anhangs) auf den prozentualen Anteil des biogenen Kohlenstoffs an der gesamten Kohlenstoffmasse einer Probe.

Brennstoff bzw. Material gilt als reine Biomasse mit gemäß Abschnitt 5.2 vereinfachten Regelungen für Überwachung und Berichterstattung, wenn der Anteil an Nicht-Biomasse 3 % der betreffenden Gesamtbrennstoff- oder -materialmenge nicht überschreitet.

Welches spezifische Verfahren zur Bestimmung des Biomasseanteils eines spezifischen Brennstoffs oder Materials und für die Probenahme der betreffenden Stoffe Anwendung finden soll, ist vor Beginn des jeweiligen Berichtszeitraums mit der zuständigen Behörde abzustimmen.

Die Verfahrensvorschriften für die Brennstoff- bzw. Materialbeprobung und die Bestimmung des Biomasseanteils müssen, soweit vorhanden, einer genormten Methode entsprechen, die systematische Fehler bei Probenahme und Messung begrenzt und deren Messunsicherheit bekannt ist. Soweit verfügbar sind CEN-Normen zu verwenden. Sind keine einschlägigen CEN-Normen verfügbar, so sind geeignete ISO-Normen oder nationale Normen anzuwenden. Gibt es keine gültige Norm, so können gegebenenfalls Verfahren angewandt werden, die vorliegenden Normentwürfen oder den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (*Best Practice*) entsprechen.

Zur Bestimmung des Biomasseanteils eines Brennstoffs oder Materials bieten sich verschiedene Methoden an, die von einer manuellen Sortierung der Bestandteile gemischter Stoffe über differentielle Methoden, bei denen die Heizwerte einer binären Mischung und der beiden reinen Bestandteile der Mischung bestimmt werden, bis hin zu einer Kohlenstoff-14-Isotopenanalyse reichen, wobei die Wahl der Methode von der Art der betreffenden Brennstoffmischung abhängt. Für Brennstoffe bzw. Material aus einem Produktionsprozess mit definierten und rückverfolgbaren Einsatzmaterialströmen kann der Anlagenbetreiber den Biomasseanteil alternativ auf der Grundlage einer Massenbilanz des den Prozess durchlaufenden fossilen und biogenen Kohlenstoffes bestimmen. Die jeweilige Methode muss von der zuständigen Behörde genehmigt werden.

Das mit der Bestimmung des Biomasseanteils beauftragte Labor muss die Anforderungen von Abschnitt 13.5 dieses Anhangs erfüllen.

Die Probenahmeverfahren und die Häufigkeit der Analysen zur Bestimmung des Biomasseanteils von Brennstoffen bzw. Materialien müssen die Anforderungen von Abschnitt 13.6 dieses Anhangs erfüllen.

Die Verfahren, die das mit der Bestimmung des Biomasseanteils beauftragte Labor angewandt hat, sowie alle Ergebnisse sind umfassend zu dokumentieren und aufzubewahren. Die Unterlagen werden der für den Emissionsbericht zuständigen Prüfstelle zur Verfügung gestellt.

Ist die Bestimmung des Biomasseanteils eines Brennstoffgemisches aus technischen Gründen nicht machbar oder würde eine solche Analyse unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen, so muss der Anlagenbetreiber entweder einen Biomasseanteil von 0 % voraussetzen (d. h. er muss davon ausgehen, dass der in dem betreffenden Brennstoff enthaltene Kohlenstoff vollständig fossiler Natur ist) oder der zuständigen Behörde eine Schätzmethode zur Genehmigung vorschlagen.

13.5. KRITERIEN FÜR DIE BESTIMMUNG VON BRENNSTOFF- UND MATERIALEIGENSCHAFTEN

13.5.1. INANSPRUCHNAHME AKKREDITIERTER LABORATORIEN

Das Labor, das mit der Bestimmung des Emissionsfaktors, des unteren Heizwertes, des Oxidationsfaktors, des Kohlenstoffgehalts, des Biomasseanteils oder von Zusammensetzungsdaten beauftragt wird, sollte gemäß EN ISO 17025 („Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien“) akkreditiert sein.

13.5.2. INANSPRUCHNAHME NICHT AKKREDITIERTER LABORATORIEN

Es sind vorzugsweise Laboratorien zu beauftragen, die gemäß EN ISO 17025:2005 akkreditiert wurden. Die Inanspruchnahme nicht akkreditierter Laboratorien ist auf Fälle zu begrenzen, in denen der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass das Labor Anforderungen erfüllt, die denen der EN ISO 17025:2005 gleichwertig sind. Eine Liste der betreffenden Laboratorien und Analyseverfahren ist in dem für die Anlage erstellten Monitoringkonzept aufzunehmen. Gleichwertigkeit in Bezug auf Qualitätsmanagement könnte im Wege einer akkreditierten Zertifizierung des Labors nach EN ISO 9001:2000 nachgewiesen werden. Ferner ist der Nachweis zu erbringen, dass das Labor fachlich kompetent und in der Lage ist, mit entsprechenden Analyseverfahren technisch stichhaltige Ergebnisse zu erzielen.

Unter der Verantwortung des Anlagenbetreibers führt jedes nicht akkreditierte Labor, das vom Anlagenbetreiber mit der Bestimmung von Stoffdaten für die Emissionsberechnung beauftragt wird, folgende Maßnahmen durch:

a) **Validierung**

Analysemethoden, die von einem nicht akkreditierten Labor angewandt werden sollen, sind von einem nach EN ISO 17025:2005 akkreditierten Labor gegen eine Referenzmethode zu validieren. Die Validierung erfolgt vor dem oder zu Beginn des Vertragsverhältnisses zwischen Anlagenbetreiber und Labor. Sie setzt voraus, dass eine ausreichende Anzahl von Proben, mindestens aber fünf Proben, die für den erwarteten Wertebereich repräsentativ sind, einschließlich einer Blindprobe für jeden relevanten Stoffparameter und

Brennstoff bzw. Material, so oft analysiert wird, wie dies zur Charakterisierung der Reproduzierbarkeit der Methode und zur Ermittlung der Kalibrierkurve des Instruments erforderlich ist.

b) **Vergleichsuntersuchung**

Einmal jährlich führt ein nach EN ISO 17025:2005 akkreditiertes Labor eine Vergleichsuntersuchung der Analyseergebnisse durch, wobei eine repräsentative Probe jedes Brennstoffs bzw. Materials mindestens fünf Mal nach der Referenzmethode auf die einzelnen Parameter analysiert wird.

Der Anlagenbetreiber nimmt für alle maßgeblichen Daten des betreffenden Jahres konservative Anpassungen vor (damit Emissionen nicht unterschätzt werden), wenn zwischen den Ergebnissen des nicht akkreditierten Labors und denen des akkreditierten Labors Unterschiede festgestellt werden, die zu einer Unterschätzung der Emissionen führen könnten. Jeder statistisch signifikante (2σ) Unterschied zwischen den Endergebnissen (z. B. für die Zusammensetzungsdaten) des nicht akkreditierten und des akkreditierten Labors wird der zuständigen Behörde angezeigt und unter der Überwachung eines nach EN ISO 17025:2005 akkreditierten Labors umgehend abgeklärt.

13.5.3. **ONLINE-GASANALYSATOREN UND GASCHROMATOGRAFEN**

Die Verwendung von Online-Gaschromatografen und von extraktiven oder nicht extraktiven Gasanalysatoren zur Emissionsermittlung im Sinne dieser Leitlinien muss von der zuständigen Behörde genehmigt werden. Die Anwendung dieser Systeme wird auf die Bestimmung von Zusammensetzungsdaten für gasförmige Brennstoffe und Materialien begrenzt. Die Betreiber dieser Systeme sind an die Anforderungen der EN ISO 9001:2000 gebunden. Der Nachweis der Erfüllung dieser Anforderungen kann in Form einer Zertifizierung des Systems durch eine Akkreditierungsstelle erbracht werden. Kalibrierdienste und Lieferanten von Kalibriergasen müssen nach EN ISO 17025:2005 akkreditiert sein.

Gegebenenfalls wird das Instrument von einem nach EN ISO 17025:2005 akkreditierten Labor erstmals und danach in Jahresabständen nach EN ISO 10723:1995 „Erdgas — Bewertung der Leistungsfähigkeit von Online-Analysensystemen“ validiert. In allen anderen Fällen gibt der Anlagenbetreiber die erste Validierung und die jährlichen Vergleichsuntersuchungen in Auftrag:

a) **Erstvalidierung**

Die Validierung erfolgt vor dem 31. Januar 2008 oder als Teil der Inbetriebnahme für ein neues System. Sie setzt voraus, dass ein Satz von mindestens fünf Proben, die für den erwarteten Wertebereich repräsentativ sind, einschließlich einer Blindprobe für jeden relevanten Parameter und Brenn-/Rohstoff, so oft analysiert wird, wie dies zur Charakterisierung der Reproduzierbarkeit der Methode und zur Ermittlung der Kalibrierkurve des Instruments erforderlich ist.

b) **Jährliche Vergleichsuntersuchung**

Die Vergleichsuntersuchung der Analyseergebnisse wird ein Mal jährlich von einem nach EN ISO 17025:2005 akkreditierten Labor durchgeführt, wobei eine repräsentative Brennstoff- oder Materialprobe nach der Referenzmethode wiederholt auf die einzelnen Parameter analysiert wird.

Der Anlagenbetreiber nimmt für alle maßgeblichen Daten des betreffenden Jahres konservative Anpassungen vor (damit Emissionen nicht unterschätzt werden), wenn zwischen den Ergebnissen des Gasanalysatoren oder des Gaschromatografen und denen des akkreditierten Labors Unterschiede festgestellt werden, die zu einer Unterschätzung der Emissionen führen könnten. Jeder statistisch signifikante (2σ) Unterschied zwischen den Endergebnissen (z. B. für die Zusammensetzungsdaten) des Gasanalysatoren oder des Gaschromatografen und des akkreditierten Labors wird der zuständigen Behörde angezeigt und unter der Überwachung eines nach EN ISO 17025:2005 akkreditierten Labors umgehend geklärt.

13.6. **PROBENAHMEMETHODEN UND HÄUFIGKEIT DER ANALYSEN**

Die Bestimmung des betreffenden Emissionsfaktors, unteren Heizwertes, Oxidationsfaktors, Umsetzungsfaktors, Kohlenstoffgehalts, Biomasseanteils oder der relevanten Zusammensetzungsdaten erfolgt nach allgemein anerkannten Verfahren für repräsentative Probenahmen. Der Anlagenbetreiber muss den Nachweis erbringen, dass die Probenahme repräsentativ und frei von systematischen Fehlern erfolgt. Der jeweilige Stoffparameter findet nur auf die Lieferperiode oder die Brennstoff- bzw. Materialcharge Anwendung, für die er repräsentativ sein sollte.

Im Allgemeinen erfolgt die Analyse anhand einer Probe, die aus mehreren (z. B. 10-100) Einzelproben zusammengestellt wird, die über einen bestimmten Zeitraum (z. B. einen Tag oder mehrere Monate lang) gesammelt wurden, sofern der betreffende Brennstoff bzw. das betreffende Material gelagert werden kann, ohne dass sich seine Zusammensetzung verändert.

Die Probenahme und die Häufigkeit der Analysen müssen gewährleisten, dass der Jahresdurchschnitt des betreffenden Stoffparameters mit einer maximalen Unsicherheit von weniger als 1/3 der maximalen Unsicherheit bestimmt wird, die in Bezug auf die zugelassene Ebene für die Tätigkeitsdaten desselben Stoffstroms vorgesehen ist.

Sollte der Anlagenbetreiber nicht in der Lage sein, das Kriterium der höchstzulässigen Unsicherheit für den Jahreswert zu erfüllen bzw. nachzuweisen, dass die Schwellenwerte eingehalten werden, so sind ggf. die Analysen in der in Tabelle 5 vorgesehenen Mindesthäufigkeit durchzuführen. In allen anderen Fällen setzt die zuständige Behörde die Analysehäufigkeit fest.

Tabelle 5

Indikative Mindesthäufigkeit der Analysen

Brennstoff/Material	Häufigkeit der Analysen
Erdgas	Mindestens wöchentlich
Prozessgas (Raffineriemischgas, Kokereigas, Gichtgas und Konvertergas)	Mindestens täglich — nach geeigneten Verfahren zu unterschiedlichen Tageszeiten
Heizöl	Alle 20 000 Tonnen und mindestens sechsmal jährlich
Kohle, Koks, Petrolkoks	Alle 20 000 Tonnen und mindestens sechsmal jährlich
Feste Abfälle (rein fossil oder gemischt Biomasse-fossil)	Alle 5 000 Tonnen und mindestens viermal jährlich
Flüssige Abfälle	Alle 10 000 Tonnen und mindestens viermal jährlich
Karbonatminerale (z. B. Kalkstein und Dolomit)	Alle 50 000 Tonnen und mindestens viermal jährlich
Tone und Schiefer	Rohstoffmenge, die 50 000 Tonnen CO ₂ entspricht und mindestens viermal jährlich
Andere Input- und Output-Materialströme in der Massenbilanz (gilt nicht für Brennstoffe oder Reduktionsmittel)	Alle 20 000 Tonnen und mindestens einmal monatlich
Andere Materialien	Je nach Materialart und Variation: Materialmenge, die 50 000 Tonnen CO ₂ entspricht und mindestens viermal jährlich

14. BERICHTSFORMAT

Für die Berichterstattung sind die nachstehenden Tabellen zu verwenden. Diese können je nach Zahl der Tätigkeiten, der Art der Anlage, der Brennstoffe und der überwachten Prozesse angepasst werden. Die grau unterlegten Segmente sind auszufüllende Felder.

14.1. ANLAGENSTAMMDATEN

Anlagenstammdaten	Antwort
1. Name des Betriebs	
2. Anlagenbetreiber	
3. Anlage:	
3.1 Name	
3.2 Genehmigungs-Nr. (1)	
3.3 EPRTR-Meldepflicht?	Ja/Nein
3.4 EPRTR-Kennnummer (2)	

Anlagenstammdaten	Antwort
3.5 Anschrift/Stadt des Anlagestandorts	
3.6 Postleitzahl/Land	
3.7 Anschrift des Standorts	
4. Ansprechpartner:	
4.1 Name	
4.2 Anschrift/PLZ/Ort/Land	
4.3 Telefon	
4.4 Fax	
4.5 E-Mail	
5. Berichtsjahr	
6. Art der durchgeführten Tätigkeiten nach Anhang I ⁽³⁾	
Tätigkeit 1	
Tätigkeit 2	
Tätigkeit N	

- (¹) Die Nummer wird im Rahmen des Genehmigungsverfahrens von der zuständigen Behörde vergeben.
 (²) Nur auszufüllen, wenn die Anlage im Rahmen von EPRTTR meldepflichtig ist und entsprechend der Genehmigung der Anlage nicht mehr als eine EPRTTR-Tätigkeit durchgeführt wird. Die Angabe ist nicht obligatorisch und wird — neben der Bezeichnung und der Anschrift — lediglich zur genaueren Identifikation benötigt.
 (³) Z. B. „Mineralölraffinerien“.

14.2. TÄTIGKEITEN IM ÜBERBLICK

Emissionen aus Tätigkeiten nach Anhang I

Kategorien	IPCC CRF-Kategorie ⁽¹⁾ Emissionen aus der Verbrennung	IPCC CRF-Kategorie ⁽²⁾ -Prozess-emissionen	IPPC-Code der EPRTTR-Kategorie	Ebenen geändert? Ja/Nein	Emissionen t/CO ₂
Tätigkeiten					
Tätigkeit 1					
Tätigkeit 2					
Tätigkeit N					
Insgesamt					

- (¹) Z. B. „1A2f Brennstoffverbrennung in anderen Industrien“.
 (²) Z. B. „2A2 Industrieprozesse — Kalkerzeugung“.

Memo-Items

	Weitergeleitetes oder inhärentes CO ₂			Biomasse-Emissionen ⁽¹⁾
	Weitergeleitete oder inhärente CO ₂ -Menge	Weitergeleitetes Material oder weitergeleiteter Brennstoff	Art der Weiterleitung (als inhärentes CO ₂ in die/aus der Anlage, Weiterleitung in die/aus der Anlage)	
Einheit	[tCO ₂]			[tCO ₂]
Tätigkeit 1				
Tätigkeit 2				
Tätigkeit N				

- (¹) Nur auszufüllen, wenn die Emissionen durch Messung ermittelt wurden.

14.3. EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG (BERECHNUNG)

Tätigkeit				
Art des Brennstoffs:				
IEA-Kategorie				
Abfallkatalog-Nr. (gegebenenfalls):				
Parameter	Zulässige Einheiten	Verwendete Einheit	Wert	Ebene
Verbrauchte Brennstoffmenge	t oder Nm ³			
Unterer Heizwert des Brennstoffs	TJ/t oder TJ/Nm ³			
Emissionsfaktor	t CO ₂ /TJ oder t CO ₂ /t oder t CO ₂ /Nm ³			
Oxidationsfaktor				
Fossiles CO ₂	t CO ₂	t CO ₂		
Eingesetzte Biomasse	TJ oder t oder Nm ³			

14.4. PROZESSEMISSIONEN (BERECHNUNG)

Tätigkeit				
Art des Materials:				
Abfallkatalog-Nr. (gegebenenfalls):				
Parameter	Zulässige Einheiten	Verwendete Einheit	Wert	Ebene
Tätigkeitsdaten	t oder Nm ³			
Emissionsfaktor	t CO ₂ /t oder t CO ₂ /Nm ³			
Umsetzungsfaktor				
fossiles CO ₂	t CO ₂	t CO ₂		
Eingesetzte Biomasse	t oder Nm ³			

14.5. MASSENBILANZANSATZ

Parameter				
Name des Brennstoffs bzw. Materials				
IEA Kategorie (soweit zutreffend)				
Abfallkatalog-Nr. (gegebenenfalls):				
	Zulässige Einheiten	Verwendete Einheit	Wert	Ebene
Tätigkeitsdaten (Masse oder Volumen): für Output-Materialströme negative Werte verwenden	t oder Nm ³			
Unterer Heizwert H _u (soweit zutreffend)	TJ/t oder TJ/Nm ³			
Tätigkeitsdaten (Wärme-Input) = Masse oder Volumen * H _u (soweit zutreffend)	TJ			
Kohlenstoffgehalt	t C/t oder t C/Nm ³			
fossiles CO ₂	t CO ₂	t CO ₂		

14.6. MESSANSATZ

Tätigkeit				
Art der Emissionsquelle				
Parameter	Zulässige Einheiten	Wert	Ebene	Unsicherheit
fossiles CO ₂	t CO ₂			
CO ₂ aus eingesetzter Biomasse	t CO ₂			

15. KATEGORIEN FÜR DIE BERICHTERSTATTUNG

Emissionen werden entsprechend dem Berichtsformat und dem IPPC-Code gemäß Anhang I der EPRT-Verordnung (EG) Nr. 166/2006 (siehe Abschnitt 15.2 dieses Anhangs) in Kategorien mitgeteilt. Die Kategorien der jeweiligen Berichtsformate sind unten angeführt. Soweit eine Tätigkeit zwei oder mehreren Kategorien zugeordnet werden kann, erfolgt die Klassifizierung nach dem Hauptzweck der betreffenden Tätigkeit.

15.1. IPCC-BERICHTSFORMAT

Bei der nachstehenden Tabelle handelt es sich um einen Auszug aus dem Teil betreffend das Gemeinsame Berichtsformat (*Common Reporting Format, CRF*) der UNFCCC-Leitlinien für die Berichterstattung über die jährlichen Inventare ⁽¹⁾ (*UNFCCC reporting guidelines on annual inventories*). Nach dem CRF werden Emissionen in sieben Hauptkategorien eingeteilt:

- 1) Energiewirtschaft,
- 2) Industrieprozesse,
- 3) Verwendung von Lösemitteln und sonstigen Produkten,
- 4) Landwirtschaft,

⁽¹⁾ UNFCCC (1999): FCCC/CP/1999/7.

- 5) Änderung der Flächennutzung und Forstwirtschaft,
- 6) Abfallwirtschaft,
- 7) Andere.

Im Folgenden sind die Kategorien 1, 2 und 6 der CRF-Tabelle aufgelistet, die für die Richtlinie 2003/87/EG von Belang sind, einschließlich der relevanten Unterkategorien.

1. SEKTORALER BERICHT — ENERGIEWIRTSCHAFT

A. Verbrennung von Brennstoffen (sektoraler Ansatz)

1. Energiewirtschaft

- a) Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung
 - b) Mineralö Raffinerien
 - c) Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger
-

2. Verarbeitende Industrien und Bauwesen

- a) Eisen und Stahl
 - b) Nichteisenmetalle
 - c) Chemikalien
 - d) Zellstoff, Papier und Druckwesen
 - e) Lebensmittelverarbeitung, Getränke und Tabak
 - f) Andere
-

4. Andere Sektoren

- a) Handel/Behörden
 - b) Haushalte
 - c) Landwirtschaft/Forstwirtschaft/Fischerei
-

5. Andere ⁽¹⁾

- a) Stationär
 - b) Mobil
-

B. Flüchtige Emissionen aus Brennstoffen

1. Feste Brennstoffe

- a) Kohlebergbau
 - b) Umwandlung fester Brennstoffe
 - c) Andere
-

2. Öl und Erdgas

- a) Öl
 - b) Erdgas
 - c) Ableitung und Abfackeln
Ableitung
Abfackeln
 - d) Andere
-

2. SEKTORALER BERICHT — INDUSTRIEPROZESSE

A. Mineralische Produkte

1. Zementherstellung
 2. Kalkherstellung
 3. Einsatz von Kalkstein und Dolomit
 4. Herstellung und Einsatz von kalziniertem Soda
 5. Bitumen-Dachbelag
 6. Bituminöse Straßendecken
 7. Andere
-

B. Chemische Industrie

1. Ammoniakherstellung
2. Salpetersäureherstellung

3. Adipinsäureherstellung
4. Karbidherstellung
5. Andere

C. Metallerzeugung

1. Eisen- und Stahlerzeugung
 2. Erzeugung von Ferrolegierungen
 3. Aluminiumproduktion
 4. SF₆ in der Aluminium- und Magnesiumschmelze
 5. Andere
-

6. SEKTORALER BERICHT — ABFALLWIRTSCHAFT

C Abfallverbrennung ⁽¹⁾

MEMO-ITEMS

CO₂-Emissionen aus Biomasse

(¹) Ausgenommen Anlagen zur Gewinnung von Energie aus Abfall. Emissionen aus der Abfallverbrennung zu Zwecken der Energieerzeugung werden im Rahmen des Energie-Moduls 1A mitgeteilt. Siehe *Intergovernmental Panel on Climate Change; Greenhouse Gas Inventory Reporting Instructions*. Überarbeitet IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare von 1996 (*IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*); 1997.

15.2. QUELLENKATEGORIEN — CODES

Die folgenden Codes für Quellenkategorien sollten für die Datenübermittlung verwendet werden:

Nr.	Tätigkeit
1.	Energiewirtschaft
a)	Mineralöl- und Gasraffinerien
b)	Vergasungs- und Verflüssigungsanlagen
c)	Wärmeleistungswerke und andere Verbrennungsanlagen
d)	Kokereien
e)	Kohlewalzwerke
f)	Anlagen zur Herstellung von Kohleprodukten und festen rauchlosen Brennstoffen
2.	Herstellung und Verarbeitung von Metallen
a)	Röst- und Sinteranlagen für Metallerz (einschließlich Sulfiderz)
b)	Anlagen zur Herstellung von Roheisen und -stahl (Primär- oder Sekundärschmelze), einschließlich Stranggießanlagen
c)	Anlagen für die Verarbeitung von Eisenmetallen: <ol style="list-style-type: none"> i) Warmwalzen ii) Schmieden mit Hämmern iii) Aufbringen von schmelzflüssigen metallischen Schutzschichten
d)	Eisenmetallgießereien
e)	Anlage: <ol style="list-style-type: none"> i) zur Gewinnung von Nichteisenrohmetallen aus Erzen, Konzentraten oder sekundären Rohstoffen durch metallurgische, chemische oder elektrolytische Verfahren ii) zum Schmelzen von Nichteisenmetallen, einschließlich Legierungen, darunter auch Wiedergewinnungsprodukte (Raffination, Gießen usw.)
f)	Anlagen zur Oberflächenbehandlung von Metallen und Kunststoffen durch elektrolytische oder chemische Verfahren
3.	Bergbau
a)	Untertagebau und verwandte Vorgänge
b)	Tagebau
c)	Anlage zur Herstellung von: <ul style="list-style-type: none"> — Zementklinker in Drehrohröfen — Kalk in Drehrohröfen — Zementklinker oder Kalk in anderen Industrieöfen
d)	Anlagen zur Gewinnung von Asbest und zur Herstellung von Asbest-Erzeugnissen

Nr.	Tätigkeit
e)	Anlagen zur Herstellung von Glas, einschließlich Glasfasern
f)	Anlagen zum Schmelzen mineralischer Stoffe, einschließlich Mineralfasern
g)	Anlagen für die Herstellung von keramischen Erzeugnissen durch Brennen, insbesondere von Dachziegeln, Ziegelsteinen, feuerfesten Steinen, Fliesen, Steinzeug oder Porzellan
4.	Chemische Industrie
a)	Chemieanlagen zur Herstellung von organischen chemischen Grundstoffen wie
i)	einfachen Kohlenwasserstoffen (lineare oder ringförmige, gesättigte oder ungesättigte, aliphatische oder aromatische)
ii)	sauerstoffhaltigen Kohlenwasserstoffen, insbesondere Alkohole, Aldehyde, Ketone, Carbonsäuren, Ester, Acetate, Ether, Peroxide, Epoxide
iii)	schwefelhaltigen Kohlenwasserstoffen
iv)	stickstoffhaltigen Kohlenwasserstoffen, insbesondere Amine, Amide, Nitroso-, Nitro- oder Nitratverbindungen, Nitrile, Cyanate, Isocyanate
v)	phosphorhaltigen Kohlenwasserstoffen
vi)	halogenhaltigen Kohlenwasserstoffen
vii)	metallorganischen Verbindungen
viii)	Basiskunststoffen (Polymeren, Chemiefasern, Fasern auf Zellstoffbasis)
ix)	synthetischen Kautschuken
x)	Farbstoffen und Pigmenten
xi)	Tensiden
b)	Chemieanlagen zur Herstellung von anorganischen chemischen Grundstoffen wie
i)	Gasen wie Ammoniak, Chlor und Chlorwasserstoff, Fluor und Fluorwasserstoff, Kohlenstoffoxiden, Schwefelverbindungen, Stickstoffoxiden, Wasserstoff, Schwefeldioxid, Phosgen
ii)	Säuren wie Chromsäure, Flusssäure, Phosphorsäure, Salpetersäure, Salzsäure, Schwefelsäure, Oleum, schwefelige Säuren
iii)	Basen wie Ammoniumhydroxid, Kaliumhydroxid, Natriumhydroxid
iv)	Salzen wie Ammoniumchlorid, Kaliumchlorat, Kaliumkarbonat, Natriumkarbonat, Perborat, Silbernitrat
v)	Nichtmetallen, Metalloxiden oder sonstigen anorganischen Verbindungen wie Kalziumkarbid, Silizium, Siliziumkarbid
c)	Chemieanlagen zur Herstellung von phosphor-, stickstoff- oder kaliumhaltigen Düngemitteln (Einnährstoff- oder Mehrnährstoffdünger)
d)	Chemieanlagen zur Herstellung von Ausgangsstoffen für Pflanzenschutzmittel und von Bioziden
e)	Anlagen zur Herstellung von Grundarzneimitteln unter Anwendung eines chemischen oder biologischen Verfahrens
f)	Chemieanlagen zur Herstellung von Explosivstoffen und pyrotechnischen Produkten
5.	Abfall- und Abwasserwirtschaft
a)	Anlagen für die Verbrennung, Pyrolyse, Rückgewinnung, chemische Behandlung oder Deponien gefährlicher Abfälle
b)	Müllverbrennungsanlagen für Siedlungsmüll
c)	Anlagen zur Beseitigung ungefährlicher Abfälle
d)	Deponien (mit Ausnahme der Deponien für Inertabfälle)
e)	Anlagen zur Beseitigung oder Verwertung von Tierkörpern und tierischen Abfällen
f)	Kläranlagen für Siedlungsabwasser
g)	Eigenständig betriebene Industrieabwasser-Behandlungsanlagen für eine oder mehrere der in diesem Anhang beschriebenen Tätigkeiten
6.	Be- und Verarbeitung von Papier und Holz
a)	Industrieanlagen zur Herstellung von Zellstoff aus Holz oder anderen Faserstoffen
b)	Industrieanlagen für die Herstellung von Papier und Pappe und sonstigen primären Holzprodukten (wie Spanplatten, Faserplatten und Sperrholz)
c)	Industrieanlagen für den Schutz von Holz und Holzprodukten mit Chemikalien
7.	Intensive Viehhaltung und Aquakultur
a)	Anlagen zur Intensivhaltung oder -aufzucht von Geflügel oder Schweinen
b)	Intensive Aquakultur

Nr.	Tätigkeit
8.	Tierische und pflanzliche Produkte aus dem Lebensmittel- und Getränkektor
a)	Schlachthöfe
b)	Behandlung und Verarbeitung für die Herstellung von Nahrungsmittel- und Getränkeprodukten aus: <ul style="list-style-type: none"> — tierischen Rohstoffen (außer Milch) — pflanzlichen Rohstoffen
c)	Anlagen zur Behandlung und Verarbeitung von Milch
9.	Sonstige Tätigkeiten
a)	Anlagen zur Vorbehandlung (zum Beispiel Waschen, Bleichen, Merzerisieren) oder zum Färben von Fasern oder Textilien
b)	Anlagen zum Gerben von Häuten oder Fellen
c)	Anlagen zur Oberflächenbehandlung von Stoffen, Gegenständen oder Erzeugnissen unter Verwendung organischer Lösungsmittel, insbesondere zum Appretieren, Bedrucken, Beschichten, Entfetten, Imprägnieren, Kleben, Lackieren, Reinigen oder Tränken
d)	Anlagen zur Herstellung von Kohlenstoff (Hartbrandkohle) oder Elektrographit durch Brennen oder Graphitieren
e)	Anlagen für den Bau und zum Lackieren von Schiffen oder zum Entfernen von Lackierungen von Schiffen

16. ANFORDERUNGEN AN ANLAGEN MIT GERINGEN EMISSIONEN

In Bezug auf die Abschnitte 4.3, 5.2, 7.1, 10 und 13 dieses Anhangs gelten für Anlagen, für die während der vorangegangenen Handelsperiode Emissionen von weniger als 25 000 Tonnen CO₂ im Jahresschnitt berichtet und geprüft wurden, die nachstehenden Ausnahmen. Sind die berichteten Emissionsdaten nicht mehr gültig, weil sich die Betriebsbedingungen oder die Anlage selbst geändert haben, oder fehlt die Zeitreihe geprüfter historischer Emissionen, gilt vorbehaltlich der behördlichen Genehmigung die Ausnahmeregelung einer konservativen Prognose von Emissionen für die kommenden fünf Jahre von weniger als 25 000 Tonnen fossilem CO₂/Jahr. Die Mitgliedstaaten können auf die im Rahmen der Prüfung vorgeschriebenen jährlichen Anlagebesichtigungen durch die Prüfstelle verzichten und letzterer die Entscheidung auf der Grundlage ihrer Risikoanalyse überlassen.

- Erforderlichenfalls kann der Anlagenbetreiber zur Schätzung der Unsicherheit von Tätigkeitsdaten Informationen des Lieferanten der betreffenden Messinstrumente verwenden, unabhängig von den jeweiligen Einsatzbedingungen.
- Die Mitgliedstaaten können auf den Nachweis der Erfüllung der Kalibrieranforderungen gemäß Abschnitt 10.3.2 dieses Anhangs verzichten.
- Die Mitgliedstaaten können für alle Stoffströme und relevanten Variablen niedrigere Ebenen (wobei Ebene 1 jedoch das Minimum sein muss) zulassen.
- Die Mitgliedstaaten können vereinfachte Monitoringkonzepte zulassen, die jedoch zumindest die Elemente gemäß den Buchstaben a), b), c), e), f), k) und l) in Abschnitt 4.3 dieses Anhangs umfassen müssen.
- Die Mitgliedstaaten können auf die Akkreditierung nach EN ISO 17025:2005 verzichten, wenn das betreffende Labor
 - schlüssig nachweist, dass es fachlich kompetent und in der Lage ist, mit geeigneten Analyseverfahren technisch stichhaltige Ergebnisse zu erzielen, und
 - jährlich an Vergleichsuntersuchungen teilnimmt und anschließend die erforderlichen Anpassungen vornimmt.
- Der Brennstoff- bzw. Materialverbrauch kann anhand von Rechnungsunterlagen und Schätzungen der Bestandsveränderungen bestimmt werden, ohne dass der Unsicherheitsfaktor weiter berücksichtigt werden muss.

ANHANG II

Leitlinien für Emissionen aus der Verbrennung im Zusammenhang mit Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG**1. SYSTEMGRENZEN UND ANWENDUNG DER KUMULIERUNGSREGEL**

Die in diesem Anhang festgelegten tätigkeitsspezifischen Leitlinien dienen der Überwachung von Emissionen aus Verbrennungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von über 20 MW (ausgenommen Anlagen für die Verbrennung von gefährlichen Abfällen oder Siedlungsabfällen), wie sie in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführt sind, sowie der Überwachung von Emissionen aus der Verbrennung im Zusammenhang mit anderen Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie, sofern in den Anhängen III bis XI dieser Leitlinien auf diese Bezug genommen wird. Für relevante Prozesse der petrochemischen Industrie kann auch, soweit sie unter Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG fallen, Anhang III herangezogen werden.

Die Überwachung von Emissionen aus Verbrennungsprozessen betrifft Emissionen aus der Verbrennung sämtlicher Brennstoffe einer Anlage sowie Emissionen aus der Abgaswäsche, beispielsweise zur Entfernung von SO₂-Emissionen aus Verbrennungsmotoren in zu Beförderungszwecken genutzten Maschinen unterliegen nicht der Überwachungs- und Berichterstattungspflicht. Alle Emissionen einer Anlage aus der Verbrennung von Brennstoffen sind dieser Anlage zuzuordnen, und zwar unabhängig davon, ob Wärme oder Strom an andere Anlagen abgegeben wurde. Emissionen, die im Zusammenhang mit der Erzeugung von Wärme oder Strom entstehen, die an andere Anlagen weitergeleitet werden, sind der Anlage zuzurechnen, in der sie erzeugt wurden, und nicht der Anlage, an die sie abgegeben wurden.

Emissionen einer angrenzenden Verbrennungsanlage, die ihren Brennstoff im Wesentlichen von einem integrierten Hüttenwerk bezieht, jedoch mit einer separaten Genehmigung für Treibhausgasemissionen betrieben wird, können als Teil des Massenbilanzansatzes für dieses Hüttenwerk berechnet werden, wenn der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde glaubhaft nachweisen kann, dass sich die Gesamtunsicherheit der Emissionsbestimmung dadurch verringern lässt.

2. BESTIMMUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Zu den Verbrennungsanlagen und -prozessen, aus denen CO₂-Emissionen freigesetzt werden, zählen

- Heizkessel
- Brenner
- Turbinen
- Erhitzer
- Industrieöfen
- Verbrennungsöfen
- Brennöfen
- Öfen
- Trockner
- Motoren
- Fackeln
- Abgaswäscher (Prozessemissionen)
- sonstige Geräte oder Maschinen, die mit Brennstoff betrieben werden, ausgenommen Geräte oder Maschinen mit Verbrennungsmotoren, die zu Beförderungszwecken genutzt werden.

2.1. BERECHNUNG VON CO₂-EMISSIONEN

2.1.1. EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG

2.1.1.1. ALLGEMEINE VERBRENNUNGSTÄTIGKEITEN

CO₂-Emissionen aus der Verbrennung werden durch Multiplikation des Energiegehalts jedes eingesetzten Brennstoffes mit einem Emissionsfaktor und einem Oxidationsfaktor berechnet. Demnach wird für jeden Brennstoff, der im Rahmen einer Tätigkeit eingesetzt wird, folgende Berechnung angestellt:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen} = \text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Oxidationsfaktor}$$

wobei:

a) **Tätigkeitsdaten**

Tätigkeitsdaten werden im Allgemeinen als unterer Heizwert des Brennstoffes [TJ] ausgedrückt, der im Berichtszeitraum verbraucht wurde. Der Energiegehalt des verbrauchten Brennstoffes wird nach folgender Formel berechnet:

$$\text{Energiegehalt des verbrauchten Brennstoffes [TJ]} = \text{verbrauchter Brennstoff [t oder Nm}^3\text{]} * \text{unterer Heizwert des Brennstoffs [TJ/t oder TJ/Nm}^3\text{]} \text{ (}^1\text{)}$$

Wird ein massen- oder volumenbezogener Emissionsfaktor [t CO₂/t oder t CO₂/Nm³] angewandt, so werden die Tätigkeitsdaten als verbrauchte Brennstoffmenge [t oder Nm³] ausgedrückt,

wobei:

a1) **Verbrauchter Brennstoff***Ebene 1*

Der Anlagenbetreiber bzw. der Brennstofflieferant bestimmt den Brennstoffverbrauch im Berichtszeitraum mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 7,5 %, wobei ggf. Bestandsveränderungen berücksichtigt werden.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber bzw. der Brennstofflieferant bestimmt den Brennstoffverbrauch im Berichtszeitraum mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 5,0 %, wobei ggf. Bestandsveränderungen berücksichtigt werden.

Ebene 3

Der Anlagenbetreiber bzw. der Brennstofflieferant bestimmt den Brennstoffverbrauch im Berichtszeitraum mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 2,5 %, wobei ggf. Bestandsveränderungen berücksichtigt werden.

Ebene 4

Der Anlagenbetreiber bzw. der Brennstofflieferant bestimmt den Brennstoffverbrauch im Berichtszeitraum mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 1,5 %, wobei ggf. Bestandsveränderungen berücksichtigt werden.

a2) **Unterer Heizwert***Ebene 1*

Es gelten die Referenzwerte für die betreffenden Brennstoffe gemäß Anhang I Abschnitt 11.

⁽¹⁾ Werden Volumeneinheiten verwendet, so berücksichtigt der Anlagenbetreiber jede Umsetzung, die zur Begründung von Druck- und Temperaturunterschieden des Messgeräts erforderlich sein könnte, sowie die Standardbedingungen, für die der (untere) Heizwert für die betreffende Brennstoffart abgeleitet wurde.

Ebene 2a

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff den landesspezifischen unteren Heizwert an, der von dem betreffenden Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 2b

Für kommerzielle Brennstoffe wird der aus dem Lieferschein des Brennstofflieferanten für den betreffenden Brennstoff ersichtliche untere Heizwert angewandt, vorausgesetzt, die Werte wurden nach anerkannten nationalen oder internationalen Normen berechnet.

Ebene 3

Der für den Brennstoff einer Anlage repräsentative (untere) Heizwert wird vom Anlagenbetreiber, einem beauftragten Labor oder dem Brennstofflieferanten nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 gemessen.

b) Emissionsfaktor*Ebene 1*

Es gelten die Referenzwerte für die einzelnen Brennstoffe gemäß Anhang I Abschnitt 11.

Ebene 2a

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff die landesspezifischen Emissionsfaktoren an, die von dem betreffenden Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurden.

Ebene 2b

Der Anlagenbetreiber berechnet die Emissionsfaktoren für den betreffenden Brennstoff auf der Grundlage eines der folgenden etablierten Proxywerte:

- einer Dichtemessung spezifischer Öle oder Gase, wie sie z. B. in Raffinerien oder in der Stahlindustrie eingesetzt werden, und
- dem unteren Heizwert bestimmter Kohlearten,

kombiniert mit einer empirischen Korrelation, die gemäß Anhang I Abschnitt 13 mindestens ein Mal jährlich bestimmt wird. Der Anlagenbetreiber trägt dafür Sorge, dass die Korrelation den Maßregeln der guten Ingenieurspraxis entspricht und nur auf Proxywerte angewandt wird, die in das Spektrum fallen, für das sie ermittelt wurden.

Ebene 3

Tätigkeitsspezifische Emissionsfaktoren für den betreffenden Brennstoff werden vom Anlagenbetreiber, von einem externen Labor oder vom Brennstofflieferanten nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 bestimmt.

c) Oxidationsfaktor

Für die Überwachung kommen folgende Ebenen in Frage:

Ebene 1

Es gilt ein Oxidationsfaktor von 1,0 ⁽¹⁾.

⁽¹⁾ Vgl. IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare 2006 (IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories).

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff Oxidationsfaktoren an, die der betreffende Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt hat.

Ebene 3

Der Anlagenbetreiber berechnet die tätigkeitsspezifischen Faktoren für die betreffenden Brennstoffe auf der Grundlage relevanter Kohlenstoffgehalte der Asche, der Abwässer oder anderer Abfälle und Nebenprodukte sowie auf Basis nicht vollständig oxidierten kohlenstoffhaltiger Gase. Zusammensetzungsdaten werden nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 ermittelt.

2.1.1.2. MASSENBILANZANSATZ: RUSS ERZEUGENDE ANLAGEN UND GASAUFBEREITUNGSSTATIONEN

Bei Anwendung des Massenbilanzansatzes auf Ruß erzeugende Anlagen und Gasaufbereitungsstationen muss der Kohlenstoffanteil von Einsatzstoffen (Inputs), Beständen, Produkten, Exporten und anderen aus der Anlage abgegebenen Stoffen berücksichtigt werden. Entsprechend werden die Treibhausgasemissionen dieser Anlagen nach folgender Formel berechnet:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t CO}_2\text{]} = (\text{Input} - \text{Produkte} - \text{Exporte} - \text{Bestandsveränderungen}) * \text{Umsetzungsfaktor CO}_2\text{/C}$$

wobei:

- *Input [t C]*: der gesamte in die Anlage eingehende Kohlenstoff.
- *Produkte [t C]*: der gesamte Kohlenstoff, der die Anlage in Produkten und Materialien (auch in Nebenprodukten) verlässt.
- *Export [t C]*: der Kohlenstoff, der exportiert (sprich weitergeleitet) wird und so die Grenzen der Anlage verlässt, z. B. bei Einleitung in Abwasserkanäle, bei Ablagerung auf einer Deponie oder bei Verlusten. Die Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre gilt nicht als Export.
- *Bestandsveränderungen [t C]*: die Zunahme der Lagerbestände kohlenstoffhaltiger Materialien innerhalb der Anlage.

Berechnung:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t CO}_2\text{]} = (\Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Input}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Input}}) - \Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Produkte}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Produkte}}) - \Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Export}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Export}}) - \Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Bestandsveränderungen}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Bestandsveränderungen}})) * 3,664$$

wobei:

a) **Tätigkeitsdaten**

Der Anlagenbetreiber analysiert und berichtet über die Massenströme in die und aus der Anlage bzw. die jeweiligen Bestandsveränderungen für alle relevanten Brennstoffe und Materialien getrennt. Bezieht sich der Kohlenstoffgehalt eines Massenstromes normalerweise auf den Energiegehalt (Brennstoffe), so kann der Anlagenbetreiber zur Berechnung der Massenbilanz den Kohlenstoffgehalt mit Bezug auf den Energiegehalt [t C/TJ] des betreffenden Massenstroms bestimmen und verwenden.

Ebene 1

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 7,5\%$ bestimmt.

Ebene 2

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 5\%$ bestimmt.

Ebene 3

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 2,5\%$ bestimmt.

Ebene 4

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 1,5\%$ bestimmt.

b) **Kohlenstoffgehalt***Ebene 1*

Der Kohlenstoffgehalt (C) von Input- oder Output-Strömen wird auf Basis von Standardemissionsfaktoren für Brennstoffe oder Materialien gemäß Anhang I Abschnitt 11 oder gemäß den Anhängen IV-VI berechnet:

$$\text{C - Gehalt [t / t oder TJ]} = \frac{\text{Emissionsfaktor [t CO}_2\text{ / t bzw. TJ]}}{3,664 \text{ [t CO}_2\text{ / t C]}}$$

Ebene 2

Der Kohlenstoffgehalt von Input- oder Output-Strömen wird nach Maßgabe der Bestimmungen von Anhang I Abschnitt 13 über repräsentative Probenahme von Brennstoffen, Produkten und Nebenprodukten und über die Ermittlung ihres Kohlenstoff- und Biomasseanteils berechnet.

2.1.1.3. FACKELN

Emissionen aus dem Abfackeln von Gasen umfassen Emissionen aus routinemäßigem Abfackeln und betriebsbedingtem Abfackeln (Anfahren, Abschalten und Notbetrieb).

CO₂-Emissionen werden auf Basis der Menge abgefackelter Gase [Nm³] und des Kohlenstoffgehalts dieser Gase [t CO₂/Nm³] (einschließlich des inhärenten Kohlenstoffs) berechnet.

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen} = \text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Oxidationsfaktor}$$

wobei:

a) **Tätigkeitsdaten***Ebene 1*

Die Menge der im Berichtszeitraum eingesetzten Fackelgase wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 17,5\%$ ermittelt.

Ebene 2

Die Menge der im Berichtszeitraum eingesetzten Fackelgase wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 12,5\%$ ermittelt.

Ebene 3

Die Menge der im Berichtszeitraum eingesetzten Fackelgase wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 7,5\%$ ermittelt.

b) **Emissionsfaktor***Ebene 1*

Als Emissionsfaktor wird ein Referenzwert von 0,00393 t CO₂/Nm³ (zu Standardbedingungen) angesetzt, der aus dem Wert für die Verbrennung von reinem Ethan als konservativem Proxywert für Fackelgase abgeleitet wird.

Ebene 2a

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff die Emissionsfaktoren an, die von dem betreffenden Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurden.

Ebene 2b

Anlagenspezifische Emissionsfaktoren werden im Rahmen der Prozessmodellierung nach Industriestandardmodellen anhand einer Schätzung des Molekulargewichts des Gasstromes berechnet. Durch Prüfung der relativen Anteile und Molekulargewichte der betreffenden Stoffströme wird für das Molekulargewicht des Fackelgases ein gewichteter Jahresdurchschnitt errechnet.

Ebene 3

Der Emissionsfaktor [$\text{t CO}_2/\text{Nm}^3_{\text{Fackelgas}}$] wird nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 auf Basis des Kohlenstoffgehalts des abgefackelten Gases berechnet.

c) **Oxidationsfaktor:**

Es können niedrigere Ebenen angewandt werden.

Ebene 1

Es gilt ein Oxidationsfaktor von 1,0.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet den Oxidationsfaktor an, der von dem betreffenden Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

2.1.2. PROZESSBEDINGTE EMISSIONEN

Prozessbedingte CO_2 -Emissionen aus dem Abgasstrom infolge des Einsatzes von Karbonat für die SO_2 -Wäsche werden auf der Grundlage des gekauften Karbonats (Berechnungsmethode — Ebene 1a) oder des erzeugten Gipses (Berechnungsmethode — Ebene 1b) berechnet. Die beiden Methoden sind äquivalent, und die Berechnung erfolgt nach folgender Formel:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t]} = \text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor}$$

wobei:

Berechnungsmethode A „Karbonate“

Die Emissionsberechnung erfolgt auf Basis der Menge des eingesetzten Karbonats:

a) **Tätigkeitsdaten***Ebene 1*

Der Anlagenbetreiber oder Lieferant bestimmt die im Berichtszeitraum im Prozess eingesetzte Menge an Trockenkarbonat in Tonnen mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 7,5\%$.

b) **Emissionsfaktor:***Ebene 1*

Die Emissionsfaktoren werden in Einheiten CO_2 -Masse, die je Tonne Karbonat freigesetzt wird, berechnet und mitgeteilt. Zur Umrechnung von Zusammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden die stöchiometrischen Faktoren gemäß Tabelle 1 herangezogen.

Die Bestimmung der CaCO_3 - und MgCO_3 -Menge im jeweiligen Einsatzmaterial erfolgt nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (*Best Practice*).

Tabelle 1

Stöchiometrische Faktoren

Karbonat	[t CO ₂ /t Ca-, Mg- oder anderes Karbonat]	Anmerkungen
CaCO ₃	0,440	
MgCO ₃	0,522	
allgemein: XY(CO ₃)Z	Emissionsfaktor = $\frac{[M_{CO_2}]}{\{Y * [M_x] + Z * [M_{CO_3^{2-}}]\}}$	X = Erdalkali- oder Alkalimetalle M _x = Molekulargewicht von X in [g/mol] M _{CO₂} = Molekulargewicht von CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃} = Molekulargewicht von CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl von CO ₃ ²⁻ = 1

Berechnungsmethode B „Gips“

Die Emissionsberechnung erfolgt auf Basis der Menge des erzeugten Gipses:

a) **Tätigkeitsdaten**

Ebene 1

Der Anlagenbetreiber oder Verarbeiter bestimmt die Menge des im Berichtszeitraum erzeugten Trockengipses (CaSO₄ · 2 H₂O) in Tonnen mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ±7,5 %.

b) **Emissionsfaktor**

Ebene 1

Stöchiometrische Verhältniszahl für Trockengips (CaSO₄ · 2H₂O) und CO₂ im Prozess: 0,2558 t CO₂/t Gips.

2.2. MESSUNG DER CO₂-EMISSIONEN

Es gelten die Leitlinien für Messungen gemäß Anhang XII.

ANHANG III

Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Mineralölraffinerien gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG**1. SYSTEMGRENZEN**

Überwacht werden alle Treibhausgasemissionen aus Verbrennungs- und Produktionsprozessen in Raffinerieanlagen. Emissionen aus Prozessen benachbarter Anlagen der chemischen Industrie, die weder in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführt noch Teil der Raffinerieproduktionskette sind, fallen nicht darunter.

2. BESTIMMUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Potenzielle CO₂-Emissionsquellen:

a) energiebedingte Emissionen:

- Heizkessel
- Prozessfeuerung
- Verbrennungsmotoren/Turbinen
- Katalytische und thermische Oxidatoren
- Kokskalzinieröfen
- Löschwasserpumpen
- Not-/Ersatzgeneratoren
- Fackeln
- Verbrennungsöfen
- Cracker

b) prozessbedingte Emissionen

- Wasserstoffanlagen
- Katalytische Regeneration (durch katalytisches Cracken und andere katalytische Verfahren)
- Kokereien (Flexicoking, Delayed Coking)

2.1. BERECHNUNG VON CO₂-EMISSIONEN**2.1.1. EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG**

Die Emissionen aus der Verbrennung werden nach Maßgabe von Anhang II überwacht.

2.1.2. PROZESSEMISSIONEN

Spezifische Prozesse, bei denen CO₂ emittiert wird:

1. *Regeneration katalytischer Cracker, Regeneration anderer Katalysatoren und Flexi-Coking*

Der auf dem Katalysator als Nebenprodukt des Crackverfahrens abgelagerte Koks wird im Regenerator verbrannt, um die Aktivität des Katalysators wiederherzustellen. Bei anderen Prozessen in Mineralölraffinerien wird ein Katalysator eingesetzt, der regeneriert werden muss, z. B. beim katalytischen Reforming.

Die Emissionen werden anhand einer Materialbilanz berechnet, wobei der Zustand und die Zusammensetzung von zugeführter Luft und Abgasen berücksichtigt wird. Jegliches CO im Abgas wird rechnerisch wie CO₂ behandelt ⁽¹⁾.

⁽¹⁾ Unter Verwendung der Massenrelation: $t \text{ CO}_2 = t \text{ CO} * 1,571$.

Die Analyse von zugeführter Luft und Abgasen und die Wahl der Ebenen erfolgt nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13. Der spezifische Berechnungsansatz wird von der zuständigen Behörde als Teil der Prüfung des Monitoringkonzepts und der darin festgeschriebenen Überwachungsmethode genehmigt.

Ebene 1

Für jede Emissionsquelle muss im Berichtszeitraum für alle Emissionen zusammengerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als $\pm 10\%$ erreicht werden.

Ebene 2

Für jede Emissionsquelle muss im Berichtszeitraum für alle Emissionen zusammengerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als $\pm 7,5\%$ erreicht werden.

Ebene 3

Für jede Emissionsquelle muss im Berichtszeitraum für alle Emissionen zusammengerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als $\pm 5\%$ erreicht werden.

Ebene 4

Für jede Emissionsquelle muss im Berichtszeitraum für alle Emissionen zusammengerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als $\pm 2,5\%$ erreicht werden.

2. **Wasserstoffherzeugung in Raffinerien**

Da das CO₂ aus dem Kohlenstoffgehalt des Einsatzgases emittiert wird, werden die CO₂-Emissionen auf Input-Basis berechnet:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen} = \text{Tätigkeitsdaten}_{\text{input}} * \text{Emissionsfaktor}$$

wobei:

a) **Tätigkeitsdaten**

Ebene 1

Die Menge des im Berichtszeitraum eingesetzten Kohlenwasserstoffes [t Einsatzmenge] wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von $\pm 7,5\%$ ermittelt.

Ebene 2

Die Menge des im Berichtszeitraum eingesetzten Kohlenwasserstoffes [t Einsatzmenge] wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von $\pm 2,5\%$ ermittelt.

b) **Emissionsfaktor**

Ebene 1

Es wird ein Referenzwert von 2,9 t CO₂ je Tonne verarbeitetem Einsatzmaterial angewandt, der konservativ auf Ethan basiert.

Ebene 2

Es wird ein nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 auf der Grundlage des Kohlenstoffgehalts des Einsatzgases berechneter tätigkeitsspezifischer Emissionsfaktor [CO₂/t Einsatzmaterial] angewandt.

2.2. MESSUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Es gelten die Leitlinien für Messungen gemäß den Anhängen I und XII.

ANHANG IV

Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Kokereien gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG**1. SYSTEMGRENZEN UND ANWENDUNG DER KUMULIERUNGSREGEL**

Kokereien sind häufig Bestandteil von Hüttenwerken, die in einem direkten technischen Verbund mit Sinteranlagen und Anlagen zur Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggussanlagen, stehen und zwischen denen bei regulärem Betrieb ein intensiver Energie- und Materialaustausch erfolgt (beispielsweise in Form von Gichtgas, Kokereigas, Koks). Wenn die Genehmigung gemäß den Artikeln 4, 5 und 6 der Richtlinie 2003/87/EG nicht nur die Kokerei, sondern das gesamte Hüttenwerk betrifft, so können die CO₂-Emissionen nach dem Massenbilanzansatz gemäß Abschnitt 2.1.1 dieses Anhangs auch für das gesamte Werk überwacht werden.

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die damit einhergehenden Emissionen nicht in die Prozessemissionen der Anlage einbezogen werden, sind diese nach Maßgabe von Anhang II zu berechnen.

2. BESTIMMUNG VON CO₂-EMISSIONEN

In Kokereien wird CO₂ aus folgenden Emissionsquellen und Stoffströmen emittiert:

- Rohmaterial (Kohle oder Petrolkoks)
- herkömmliche Brennstoffe (z. B. Erdgas)
- Prozessgase (z. B. Gichtgas)
- andere Brennstoffe
- Abgaswäsche

2.1. BERECHNUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Ist die Kokerei Teil eines integrierten Hüttenwerks, so kann der Anlagenbetreiber die Emissionen wie folgt berechnen

- a) für das gesamte integrierte Hüttenwerk nach dem Massenbilanzansatz oder
- b) für die Kokerei als eine der einzelnen Tätigkeiten des integrierten Hüttenwerks.

2.1.1. MASSENBILANZANSATZ

Beim Massenbilanzansatz wird zur Ermittlung von Treibhausgasemissionen einer Anlage während des Berichtszeitraums der gesamte im Einsatzmaterial (Input), in Beständen, Produkten und anderen Exporten enthaltene Kohlenstoff nach folgender Formel ermittelt:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t CO}_2\text{]} = (\text{Input} - \text{Produkte} - \text{Export} - \text{Bestandsveränderungen}) * \text{Umsetzungsfaktor CO}_2\text{/C}$$

wobei:

- *Input [t C]*: der gesamte in die Grenzen der Anlage eingehende Kohlenstoff.
- *Produkte [t C]*: der gesamte Kohlenstoff, der die Grenzen der Anlage in Produkten und Materialien (auch in Nebenprodukten), verlässt.
- *Export [t C]*: der Kohlenstoff, der exportiert wird und so die Grenzen der Anlage verlässt, z. B. durch Einleitung in die Kanalisation, bei Ablagerung auf einer Deponie oder bei Verlusten. Die Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre gilt nicht als Export.
- *Bestandsveränderungen [t C]*: die Zuwächse der Lagerbestände kohlenstoffhaltiger Materialien innerhalb der Grenzen der Anlage.

Berechnung:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t CO}_2\text{]} = (\Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Input}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Input}}) - \Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Produkte}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Produkte}}) - \Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Export}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Export}}) - \Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Bestandsveränderungen}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Bestandsveränderungen}})) * 3,664$$

wobei:

a) **Tätigkeitsdaten**

Der Anlagenbetreiber erfasst die Massenströme in die und aus der Anlage bzw. die diesbezüglichen Bestandsveränderungen für alle relevanten Brennstoffe und Materialien getrennt und erstattet Bericht darüber. Bezieht sich der Kohlenstoffgehalt eines Massenstroms normalerweise auf den Energiegehalt (Brennstoffe), so kann der Anlagenbetreiber zur Berechnung der Massenbilanz den Kohlenstoffgehalt mit Bezug auf den Energiegehalt [t C/TJ] des betreffenden Massenstroms berechnen und verwenden.

Ebene 1

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 7,5\%$ bestimmt.

Ebene 2

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 5\%$ bestimmt.

Ebene 3

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 2,5\%$ bestimmt.

Ebene 4

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 1,5\%$ bestimmt.

b) **Kohlenstoffgehalt**

Ebene 1

Der Kohlenstoffgehalt (C-Gehalt) von Input- oder Output-Strömen wird auf Basis von Standardemissionsfaktoren für Brennstoffe oder Materialien gemäß Anhang I Abschnitt 11 oder gemäß den Anhängen IV-X nach folgender Formel berechnet:

$$\text{C-Gehalt [t / t oder TJ]} = \frac{\text{Emissionsfaktor [t CO}_2\text{ / t bzw. TJ]}}{3,664 \text{ [t CO}_2\text{ / t C]}}$$

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff bzw. das betreffende Material den landesspezifischen Kohlenstoffgehalt an, der von dem betreffenden Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 3

Der Kohlenstoffgehalt von Input- oder Output-Strömen wird auf Basis der Regelung von Anhang I Abschnitt 13 für repräsentative Probenahme von Brennstoffen, Produkten und Nebenprodukten und für die Bestimmung ihres Kohlenstoff- und Biomasseanteils berechnet.

2.1.2. EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG

Verbrennungsprozesse in Kokereien, bei denen Brennstoffe (wie Koks, Kohle und Erdgas) nicht unter den Massenbilanzansatz fallen, werden nach Maßgabe von Anhang II überwacht und berichtet.

2.1.3. PROZESSEMISSIONEN

Bei der Verkokung (in der Kokskammer der Kokerei) wird die Kohle unter Luftausschluss in Koks und rohes Koksofengas umgewandelt. Der wichtigste kohlenstoffhaltige Einsatzstoff/Einsatzstrom ist Kohle, kann aber auch

Koksgrus, Petrolkoks, Öl und Prozessgas, wie z. B. Gichtgas, sein. Rohes Koksofengas enthält als Teil des Prozess-Outputs viele kohlenstoffhaltige Bestandteile, darunter Kohlendioxid (CO₂), Kohlenmonoxid (CO), Methan (CH₄) und Kohlenwasserstoffe (C_xH_y).

Die CO₂-Gesamtemission aus Kokereien wird nach folgender Formel berechnet:

$$\text{CO}_2\text{-Emission [t CO}_2\text{]} = \Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{INPUT}} * \text{Emissionsfaktor}_{\text{INPUT}}) - \Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{OUTPUT}} * \text{Emissionsfaktor}_{\text{OUTPUT}})$$

wobei:

a) **Tätigkeitsdaten**

Tätigkeitsdaten_{INPUT} können Kohle als Rohmaterial, Koksgrus, Petrolkoks, Öl, Gichtgas, Koksofengas u. ä., Tätigkeitsdaten_{OUTPUT} Koks, Teer, Leichtöl, Koksofengas u. ä. umfassen.

a1) **Als Prozess-Input eingesetzter Brennstoff**

Ebene 1

Der Massenstrom von Brennstoffen in die und aus der Anlage während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ±7,5 % bestimmt.

Ebene 2

Der Massenstrom von Brennstoffen in die und aus der Anlage während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ±5 % bestimmt.

Ebene 3

Der Massenstrom von Brennstoffen in die und aus der Anlage während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ±2,5 % bestimmt.

Ebene 4

Der Massenstrom von Brennstoffen in die und aus der Anlage während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ±1,5 % bestimmt.

a2) **Unterer Heizwert**

Ebene 1

Es gelten die Referenzwerte für die betreffenden Brennstoffe gemäß Anhang I Abschnitt 11.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff den landesspezifischen unteren Heizwert an, der von dem betreffenden Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 3

Der für die betreffenden Brennstoffchargen repräsentative untere Heizwert wird vom Anlagenbetreiber, einem beauftragten Labor oder dem Brennstofflieferanten nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 bestimmt.

b) **Emissionsfaktor**

Ebene 1

Es gelten die Referenzfaktoren gemäß Anhang I Abschnitt 11.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff die landesspezifischen Emissionsfaktoren an, die von dem betreffenden Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurden.

Ebene 3

Spezifische Emissionsfaktoren werden nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 bestimmt.

2.2 MESSUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Es gelten die Leitlinien für Messungen gemäß den Anhängen I und XII.

ANHANG V

Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Röst- und Sinteranlagen für Metallerz gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG**1. SYSTEMGRENZEN UND ANWENDUNG DER KUMULIERUNGSREGEL**

Röst-, Sinter- oder Pelletieranlagen für Metallerz sind häufig Bestandteil von Hüttenwerken, die in direktem technischen Verbund mit Kokereien und Anlagen zur Herstellung von Roheisen und Stahl (einschließlich Stranggussanlagen) stehen und zwischen denen bei regulärem Betrieb ein intensiver Energie- und Materialaustausch erfolgt (beispielsweise in Form von Gichtgas, Koksofengas, Koks, Kalkstein). Wenn die Genehmigung gemäß den Artikeln 4, 5 und 6 der Richtlinie 2003/87/EG nicht nur die betreffende Röst- bzw. Sinteranlage, sondern das gesamte Hüttenwerk betrifft, so können die CO₂-Emissionen nach dem Massenbilanzansatz gemäß Abschnitt 2.1.1 dieses Anhangs auch für das gesamte Werk überwacht werden.

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die damit einhergehenden Emissionen nicht in die Prozessemissionen der Anlage einbezogen werden, sind diese nach Maßgabe von Anhang II zu berechnen.

2. BESTIMMUNG VON CO₂-EMISSIONEN

In Röst-, Sinter- oder Pelletieranlagen für Metallerz wird CO₂ aus folgenden Emissionsquellen und Stoffströmen emittiert:

- Rohmaterial (Kalzinierung von Kalkstein, Dolomit und karbonatischen Eisenerzen, z. B. FeCO₃)
- herkömmliche Brennstoffe (Erdgas und Koks/Koksgrus)
- Prozessgase (z. B. Koksofengas und Gichtgas)
- als Einsatzmaterial verwendete Prozessrückstände, einschließlich Filterstaub aus Sinteranlage, Konverter und Hochofen
- andere Brennstoffe
- Abgaswäsche

2.1. BERECHNUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Ist die Röst-, Sinter- oder Pelletieranlage für Metallerz Teil eines integrierten Hüttenwerks, so kann der Anlagenbetreiber die Emissionen wie folgt berechnen

- a) für das gesamte integrierte Hüttenwerk nach dem Massenbilanzansatz oder
- b) für die Röst-, Sinter- oder Pelletieranlage als eine der einzelnen Tätigkeiten des integrierten Hüttenwerks.

2.1.1. MASSENBILANZANSATZ

Beim Massenbilanzansatz wird zur Bestimmung der Treibhausgasemissionen einer Anlage während des Berichtszeitraums der gesamte Kohlenstoffanteil des Einsatzmaterials (Inputs), von Beständen, Produkten und Exporten nach folgender Formel ermittelt:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t CO}_2\text{]} = (\text{Input} - \text{Produkte} - \text{Export} - \text{Bestandsveränderungen}) * \text{Umsetzungsfaktor CO}_2\text{/C}$$

wobei:

- *Input* [t C]: der gesamte in die Grenzen der Anlage eingehende Kohlenstoff.
- *Produkte* [t C]: der gesamte Kohlenstoff, der die Grenzen der Anlage in Produkten und Materialien (auch in Nebenprodukten) verlässt.

- *Export [t C]*: der Kohlenstoff, der exportiert wird und so die Grenzen der Anlage verlässt, z. B. durch Einleitung in die Kanalisation, bei Ablagerung auf einer Deponie oder bei Verlusten. Die Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre gilt nicht als Export.
- *Bestandsveränderungen [t C]*: die Zuwächse der Lagerbestände kohlenstoffhaltigen Materialien innerhalb der Grenzen der Anlage.

Berechnung:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t CO}_2\text{]} = (S (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{input}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{input}}) - \Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Produkte}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Produkte}}) - \Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Export}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Export}}) - \Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Bestandsveränderungen}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Bestandsveränderungen}})) * 3,664$$

wobei:

a) **Tätigkeitsdaten**

Der Anlagenbetreiber erfasst Massenströme in die und aus der Anlage bzw. die diesbezüglichen Bestandsveränderungen für alle relevanten Brennstoffe und Materialien getrennt und erstattet Bericht darüber. Bezieht sich der Kohlenstoffgehalt eines Massenstroms normalerweise auf den Energiegehalt (Brennstoffe), so kann der Anlagenbetreiber zur Berechnung der Massenbilanz den Kohlenstoffgehalt mit Bezug auf den Energiegehalt [t C/TJ] des betreffenden Massenstroms bestimmen und verwenden.

Ebene 1

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 7,5$ % bestimmt.

Ebene 2

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 5 % bestimmt.

Ebene 3

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 2,5$ % bestimmt.

Ebene 4

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 1,5$ % bestimmt.

b) **Kohlenstoffgehalt**

Ebene 1

Der Kohlenstoffgehalt (C-Gehalt) von Input- oder Output-Strömen wird auf Basis von Standardemissionsfaktoren für Brennstoffe oder Materialien gemäß Anhang I Abschnitt 11 oder gemäß den Anhängen IV-X nach folgender Formel berechnet:

$$\text{C-Gehalt [t / t oder TJ]} = \frac{\text{Emissionsfaktor [t CO}_2\text{ / t bzw. TJ]}}{3,664 [\text{t CO}_2\text{ / t C}]}$$

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material den landesspezifischen Kohlenstoffgehalt an, der von dem betreffenden Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 3

Der Kohlenstoffgehalt von Input- oder Output-Strömen wird nach Maßgabe der Regelung von Anhang I Abschnitt 13 für repräsentative Probenahme von Brennstoffen, Produkten und Nebenprodukten und für die Bestimmung ihres Kohlenstoff- und Biomasseanteils berechnet.

2.1.2. EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG

Verbrennungsprozesse in Röst-, Sinter- oder Pelletieranlagen für Metallerz, bei denen Brennstoffe nicht als Reduktionsmittel verwendet werden und nicht aus metallurgischen Reaktionen stammen, werden nach Maßgabe von Anhang II überwacht und berichtet.

2.1.3. PROZESSEMISSIONEN

Bei der Kalzinierung auf dem Rost wird CO₂ aus dem Einsatzmaterial (Input), d. h. dem Rohgemisch (in der Regel Kalziumkarbonat) und aus wieder verwendeten Prozessrückständen freigesetzt. Für jede Art von Einsatzmaterial wird der CO₂-Anteil nach folgender Formel berechnet:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen} = \sum \left\{ \text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Prozessinput}} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Umsetzungsfaktor} \right\}$$

a) **Tätigkeitsdaten***Ebene 1*

Der Anlagenbetreiber oder Lieferant bestimmt die Mengen [t] an karbonathaltigem Einsatzmaterial [t_{CaCO_3} , t_{MgCO_3} oder $t_{\text{CaCO}_3\text{-MgCO}_3}$] und Prozessrückständen, die während des Berichtszeitraums als Einsatzmaterial verwendet werden, mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ±5,0 %.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber oder Lieferant bestimmt die Mengen [t] an karbonathaltigem Einsatzmaterial [t_{CaCO_3} , t_{MgCO_3} oder $t_{\text{CaCO}_3\text{-MgCO}_3}$] und Prozessrückständen, die während des Berichtszeitraums als Einsatzmaterial verwendet werden, mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ±2,5 %.

b) **Emissionsfaktor***Ebene 1*

Für Karbonate: Es gelten die stöchiometrischen Faktoren gemäß Tabelle 1.

Tabelle 1

Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Emissionsfaktor	
CaCO ₃	0,440 t CO ₂ /t CaCO ₃
MgCO ₃	0,522 t CO ₂ /t MgCO ₃
FeCO ₃	0,380 t CO ₂ /t FeCO ₃

Diese Werte werden um den jeweiligen Feuchte- und Gangart-Gehalt des eingesetzten Karbonatmaterials bereinigt.

Für Prozessrückstände: Tätigkeitsspezifische Faktoren werden nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 bestimmt.

c) **Umsetzungsfaktor***Ebene 1*

Es gilt ein Umsetzungsfaktor von 1,0.

Ebene 2

Tätigkeitsspezifische Faktoren werden nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 durch Ermittlung der im Sintererzeugnis bzw. im Filterstaub enthaltenen Kohlenstoffmenge bestimmt. Wird Filterstaub im Prozess wieder verwendet, so wird die in ihm enthaltene Menge Kohlenstoff [t] nicht berücksichtigt, um Doppelerfassung zu vermeiden.

2.2. MESSUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Es gelten die Leitlinien für Messungen gemäß den Anhängen I und XII.

ANHANG VI

Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Roheisen oder Stahl, einschließlich Stranggussanlagen, gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG**1. SYSTEMGRENZEN UND ANWENDUNG DER KUMULIERUNGSREGEL**

Die Leitlinien dieses Anhangs können auf Emissionen aus Eisen- und Stahlwerken (einschließlich Stranggussanlagen) angewandt werden. Sie gelten jedoch insbesondere für die primäre Stahlerzeugung [Hochofen (HO), und Sauerstoffaufblaskonverter (SAK)] sowie die sekundäre Stahlerzeugung [Lichtbogenofen (LBO)].

Anlagen zur Herstellung von Roheisen oder Stahl (einschließlich Stranggussanlagen) sind häufig Bestandteil von integrierten Hüttenwerken, die in direktem technischen Verbund mit Kokereien und Sinteranlagen stehen und zwischen denen bei regulärem Betrieb ein intensiver Energie- und Materialaustausch erfolgt (beispielsweise in Form von Gichtgas, Koksofengas, Koks, Kalkstein). Wenn die Genehmigung gemäß den Artikeln 4, 5 und 6 der Richtlinie 2003/87/EG nicht nur den Hochofen, sondern das gesamte Hüttenwerk betrifft, können die CO₂-Emissionen nach dem Massenbilanzansatz gemäß Abschnitt 2.1.1 dieses Anhangs auch für das gesamte Werk überwacht werden.

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die damit einhergehenden Emissionen nicht in die Prozessemissionen der Anlage eingerechnet werden, sind diese nach Maßgabe von Anhang II zu berechnen.

2. BESTIMMUNG VON CO₂-EMISSIONEN

In Anlagen zur Herstellung von Roheisen oder Stahl, einschließlich Stranggussanlagen, wird CO₂ aus folgenden Emissionsquellen und Stoffströmen emittiert:

- Rohmaterial (Kalzinierung von Kalkstein, Dolomit und karbonatischen Eisenerzen, z. B. FeCO₃)
- herkömmliche Brennstoffe (Erdgas, Kohle und Koks)
- Reduktionsmittel (Koks, Kohle, Kunststoffe, usw.)
- Prozessgase (z. B. Koksofengas, Gichtgas und Konvertergas)
- Verbrauch von Graphitelektroden
- andere Brennstoffe
- Abgaswäsche

2.1. BERECHNUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Ist die Anlage zur Herstellung von Roheisen oder Stahl Teil eines integrierten Hüttenwerks, so kann der Anlagenbetreiber die Emissionen wie folgt berechnen

- a) für das gesamte integrierte Hüttenwerk nach dem Massenbilanzansatz oder
- b) für die Anlage für die Herstellung von Roheisen oder Stahl als eine der einzelnen Tätigkeiten des integrierten Hüttenwerks.

2.1.1. MASSENBILANZANSATZ

Beim Massenbilanzansatz wird zur Bestimmung der Treibhausgasemissionen einer Anlage während des Berichtszeitraums der gesamte Kohlenstoffgehalt des Einsatzmaterials (Input), der Bestände, Produkte und anderen Exporte nach folgender Formel ermittelt:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t CO}_2\text{]} = (\text{Input} - \text{Produkte} - \text{Export} - \text{Bestandsveränderungen}) * \text{Umsetzungsfaktor CO}_2\text{/C}$$

wobei:

- *Input* [t C]: der gesamte in die Grenzen der Anlage eingehende Kohlenstoff.
- *Produkte* [t C]: der gesamte Kohlenstoff, der die Grenzen der Anlage in Produkten und Materialien (auch in Nebenprodukten) verlässt.
- *Export* [t C]: der Kohlenstoff, der exportiert wird und so die Grenzen der Anlage verlässt, z. B. durch Einleitung in die Kanalisation, bei Ablagerung auf einer Deponie oder bei Verlusten. Die Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre gilt nicht als Export.
- *Bestandsveränderungen* [t C]: die Zuwächse der Lagerbestände kohlenstoffhaltiger Materialien innerhalb der Grenzen der Anlage.

Berechnung:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t CO}_2\text{]} = (\Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Input}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Input}}) - \Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Produkte}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Produkte}}) - \Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Export}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Export}}) - \Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Bestandsveränderungen}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Bestandsveränderungen}})) * 3,664$$

wobei:

a) **Tätigkeitsdaten**

Der Anlagenbetreiber erfasst die Massenströme in die und aus der Anlage bzw. die diesbezüglichen Bestandsveränderungen für alle relevanten Brennstoffe und Materialien getrennt und erstattet Bericht darüber. Bezieht sich der Kohlenstoffgehalt eines Massenstroms normalerweise auf den Energiegehalt (Brennstoffe), so kann der Anlagenbetreiber zur Berechnung der Massenbilanz den Kohlenstoffgehalt mit Bezug auf den Energiegehalt [t C/TJ] des betreffenden Massenstroms bestimmen und verwenden.

Ebene 1

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 7,5\%$ bestimmt.

Ebene 2

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 5\%$ bestimmt.

Ebene 3

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 2,5\%$ bestimmt.

Ebene 4

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 1,5\%$ bestimmt.

b) **Kohlenstoffgehalt**

Ebene 1

Der Kohlenstoffgehalt (C-Gehalt) von Input- oder Output-Strömen wird auf Basis von Standardemissionsfaktoren für Brennstoffe oder Materialien gemäß Anhang I Abschnitt 11 oder gemäß den Anhängen IV-X nach folgender Formel berechnet:

$$\text{C-Gehalt [t/t oder TJ]} = \frac{\text{Emissionsfaktor [t CO}_2\text{ / t bzw. TJ]}}{3,664 \text{ [t CO}_2\text{ / t C]}}$$

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff bzw. das betreffende Material den landesspezifischen Kohlenstoffgehalt an, der von dem betreffenden Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 3

Der Kohlenstoffgehalt von Input- oder Output-Strömen wird gemäß der Regelung von Anhang I Abschnitt 13 für repräsentative Probenahme von Brennstoffen, Produkten und Nebenprodukten und für die Bestimmung ihres Kohlenstoff- und Biomasseanteils berechnet.

Der Kohlenstoffgehalt von Produkten oder Zwischenprodukten kann auf der Grundlage jährlicher Analysen nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 ermittelt oder aus Zusammensetzungs-Mittelwerten, wie sie in internationalen oder nationalen Normen festgelegt sind, abgeleitet werden.

2.1.2. EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG

Verbrennungsprozesse in Anlagen zur Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggussanlagen, bei denen Brennstoffe (wie Koks, Kohle und Erdgas) weder als Reduktionsmittel verwendet werden noch von metallurgischen Reaktionen stammen, werden nach Maßgabe von Anhang II überwacht und berichtet.

2.1.3. PROZESSEMISSIONEN

Anlagen zur Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggussanlagen, umfassen in der Regel mehrere in Reihe geschaltete Anlagen (wie Hochöfen, Sauerstoffaufblaskonverter) mit häufig direkter technischer Anbindung an andere Anlagen (Kokerei, Sinteranlage, Kraftwerk). Innerhalb dieser Anlagen werden diverse Brennstoffe als Reduktionsmittel eingesetzt. Im Allgemeinen entstehen in diesen Anlagen auch Prozessgase unterschiedlicher Zusammensetzung, wie Koksofengas, Gichtgas und Konvertergas.

Die CO₂-Gesamtemission aus Anlagen zur Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggussanlagen, wird nach folgender Formel berechnet:

$$\text{CO}_2\text{-Emission [t CO}_2\text{]} = \Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{INPUT}} * \text{Emissionsfaktor}_{\text{INPUT}}) - \Sigma (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{OUTPUT}} * \text{Emissionsfaktor}_{\text{OUTPUT}})$$

wobei:

a) **Tätigkeitsdaten**a1) **Relevante Massenströme***Ebene 1*

Der Massenstrom in die und aus der Anlage während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 7,5 % bestimmt.

Ebene 2

Der Massenstrom in die und aus der Anlage während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 5 % bestimmt.

Ebene 3

Der Massenstrom in die und aus der Anlage während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 2,5 % bestimmt.

Ebene 4

Der Massenstrom in die und aus der Anlage während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 1,5 % bestimmt.

a2) **(Ggf.) unterer Heizwert***Ebene 1*

Es gelten die Referenzwerte für die betreffenden Brennstoffe gemäß Anhang I Abschnitt 11.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff den landesspezifischen unteren Heizwert an, der von dem betreffenden Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 3

Der für jede Charge Brennstoff in der Anlage repräsentative untere Heizwert wird vom Anlagenbetreiber, einem beauftragten Labor oder dem Brennstofflieferanten nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 gemessen.

b) **Emissionsfaktor**

Der Emissionsfaktor für die Tätigkeitsdaten_{OUTPUT} bezieht sich auf die Menge Nicht-CO₂-Kohlenstoff im Prozess-Output und wird zur Verbesserung der Vergleichbarkeit als tCO₂/t ausgedrückt.

Ebene 1

Es gelten die Referenzfaktoren für Input- und Output-Material gemäß Tabelle 1 und Anhang I Abschnitt 11.

Tabelle 1

Referenzemissionsfaktoren ⁽¹⁾

Emissionsfaktor	Wert	Einheit	Herleitung des Emissionsfaktors
CaCO ₃	0,440	t CO ₂ /t CaCO ₃	Stöchiometrischer Faktor
CaCO ₃ -MgCO ₃	0,477	t CO ₂ /t CaCO ₃ -MgCO ₃	Stöchiometrischer Faktor
FeCO ₃	0,380	t CO ₂ /t FeCO ₃	Stöchiometrischer Faktor
Direktreduziertes Eisen (DRI)	0,07	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
LBO-Kohle-Elektroden	3,00	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
LBO-Beschickungs-Kohlenstoff	3,04	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
Heißgepresstes Eisen	0,07	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
Gas aus Sauerstoff-Blasstahlwerken	1,28	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
Petrolkoks	3,19	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
Zugekauftes Roheisen	0,15	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
Eisenschrott	0,15	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006
Stahl	0,04	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet für den betreffenden Brennstoff die landesspezifischen Emissionsfaktoren an, die von dem betreffenden Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurden.

Ebene 3

Für Input- und Output-Material werden nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 bestimmte spezifische Emissionsfaktoren (t CO₂/t_{INPUT} oder t_{OUTPUT}) angewandt.

2.2. MESSUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Es gelten die Leitlinien für Messungen gemäß den Anhängen I und XII.

⁽¹⁾ Vgl. IPCC; IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare 2006. Die IPCC-Werte basieren auf Faktoren, die als tC/t ausgedrückt und mit einem CO₂/C-Umsetzungsfaktor von 3,664 multipliziert werden.

ANHANG VII

Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Zementklinker gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG**1. SYSTEMGRENZEN UND ANWENDUNG DER KUMULIERUNGSREGEL**

Keine spezifischen Begrenzungen.

2. BESTIMMUNG VON CO₂-EMISSIONEN

In Zementwerken wird CO₂ aus folgenden Quellen und Stoffströmen emittiert:

- Kalzinierung von Kalkstein im Rohmaterial
- konventionelle fossile Ofenbrennstoffe
- alternative fossile Ofenbrennstoffe und Rohstoffe
- Biomasse-Ofenbrennstoffe (Biomasse-Abfälle)
- andere Brennstoffe als Ofenbrennstoffe
- organischer Kohlenstoffgehalt von Kalkstein und Schiefer
- Rohmaterial für die Abgaswäsche

2.1. BERECHNUNG VON CO₂-EMISSIONEN**2.1.1. EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG**

Verbrennungsprozesse in Zementwerken, bei denen verschiedene Brennstoffe (wie Kohle, Petrolkoks, Heizöl, Erdgas und die breite Palette der Abfallbrennstoffe) zum Einsatz kommen, sind nach Maßgabe von Anhang II zu überwachen und zu berichten.

2.1.2. PROZESSEMISSIONEN

Prozessbedingte CO₂-Emissionen entstehen bei der Kalzinierung von Karbonaten in dem zur Klinkerherstellung verwendeten Rohmaterial (2.1.2.1), bei der teilweisen oder vollständigen Kalzinierung von Zementofenstaub oder von Bypass-Staub, der während des Prozesses abgeschieden wird (2.1.2.2), sowie in einigen Fällen aus dem nicht karbonatischen Kohlenstoffgehalt des Rohmaterials (2.1.2.3).

2.1.2.1. CO₂ aus der Klinkerherstellung

Die Emissionen werden auf Basis des Karbonatanteils des Prozess-Inputs (Berechnungsmethode A) oder anhand der Menge des hergestellten Klinkers (Berechnungsmethode B) berechnet. Die Ansätze gelten als äquivalent und können beide vom Anlagenbetreiber verwendet werden, um die Ergebnisse der jeweils anderen Methode zu bestätigen.

Berechnungsmethode A — „Karbonate“ (Input-Betrachtung)

Die Berechnung basiert auf dem Karbonatanteil des Prozess-Inputs (einschließlich Flugasche oder Hochofenschlacke), wobei Zementofenstaub und Bypass-Staub vom Rohmaterialverbrauch abgezogen und die betreffenden Emissionen nach Maßgabe von Abschnitt 2.1.2.2. berechnet werden, falls Zementofen- und Bypass-Staub aus dem Ofensystem austreten. Da nicht karbonatischer Kohlenstoff nach dieser Methode erfasst wird, findet Abschnitt 2.1.2.3 keine Anwendung.

CO₂-Emissionen werden nach folgender Formel berechnet:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{Klinker}} = \sum \{ \text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Umsetzungsfaktor} \}$$

wobei

a) **Tätigkeitsdaten**

Sofern Rohmehl nicht als solches charakterisiert wird, gelten diese Bestimmungen für jeden der relevanten kohlenstoffhaltigen Ofeneinsatzstoffe (ausgenommen Brennstoffe), wie beispielsweise Kalkstein oder Schiefer, separat, wodurch Doppelerfassungen oder Auslassungen aufgrund von Rückgut oder Bypass-Material vermieden werden. Die Nettorohmehlmenge lässt sich anhand eines anlagenspezifischen empirischen Rohmehl/Klinker-Quotienten bestimmen, der mindestens ein Mal jährlich nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (*Best Practice*) auf den neuesten Stand gebracht wird.

Ebene 1

Die Nettomenge des im Berichtszeitraum verbrauchten relevanten Einsatzmaterials [t] wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 7,5\%$ bestimmt.

Ebene 2

Die Nettomenge des im Berichtszeitraum verbrauchten relevanten Einsatzmaterials [t] wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 5\%$ bestimmt.

Ebene 3

Die Nettomenge des im Berichtszeitraum verbrauchten relevanten Einsatzmaterials [t] wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 2,5\%$ bestimmt.

b) **Emissionsfaktor**

Die Emissionsfaktoren werden in Einheiten emittierter CO₂-Masse je Tonne Einsatzmaterial berechnet und berichtet. Zur Umrechnung von Zusammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden die stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Tabelle 1 herangezogen.

Ebene 1

Die Bestimmung der Menge relevanter Karbonate, einschließlich CaCO₃ und MgCO₃, im jeweiligen Einsatzmaterial erfolgt nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13, z. B. mit Hilfe thermogravimetrischer Methoden.

Tabelle 1

Stöchiometrische Faktoren

Stoff	Stöchiometrische Faktoren
CaCO ₃	0,440 [t CO ₂ /t CaCO ₃]
MgCO ₃	0,522 [t CO ₂ /t MgCO ₃]
FeCO ₃	0,380 [t CO ₂ /t FeCO ₃]
C	3,664 [t CO ₂ /t C]

c) **Umsetzungsfaktor**

Ebene 1

Die aus dem Ofen abgehende Karbonatmenge ist nach konservativer Annahme Null, d. h. es wird eine vollständige Kalzinierung vorausgesetzt, und der Umsetzungsfaktor beträgt 1.

Ebene 2

Karbonate und sonstiger im Klinker aus dem Ofen abgehender Kohlenstoff werden mit einem Umsetzungsfaktor zwischen 0 und 1 berücksichtigt. Die Anlagenbetreiber können die vollständige Umsetzung für ein oder mehrere Einsatzmaterialien berücksichtigen und nicht umgewandelte Karbonate oder andere Kohlenstoffe dem oder den verbleibenden Einsatzmaterialien zurechnen. Die zusätzliche Bestimmung relevanter chemischer Produktparameter erfolgt nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13.

Berechnungsmethode B — Klinkerherstellung (Output-Betrachtung)

Die Berechnung erfolgt auf Basis der Menge des erzeugten Klinkers. CO₂-Emissionen werden nach folgender Formel berechnet:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{Klinker}} = \text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Umsetzungsfaktor}$$

CO₂, das bei der Kalzinierung von Zementofen- und Bypass-Staub freigesetzt wird, muss bei Anlagen, die diesen Staub abscheiden (vgl. 2.1.2.2), zusammen mit potenziellen Emissionen aus nicht karbonatischer Kohlenstoff im Rohmehl berücksichtigt werden (vgl. 2.1.2.3). Emissionen aus der Klinkerherstellung und aus Zementofenstaub, Bypass-Staub und nicht karbonatischer Kohlenstoff im Einsatzmaterial sind getrennt zu berechnen und als Gesamtemission aufzuaddieren:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{Gesamtprozess}} [\text{t}] = \text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{Klinker}} [\text{t}] + \text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{Staub}} [\text{t}] + \text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{nicht karbonatischer Kohlenstoff}}$$

EMISSIONEN INFOLGE DER KLINKERHERSTELLUNG

a) **Tätigkeitsdaten**

Die Klinkerproduktion [t] im Berichtszeitraum wird ermittelt durch

- direktes Wiegen des Klinkers oder
- auf Basis der Zementauslieferungen nach folgender Formel (Materialbilanz unter Berücksichtigung des Klinkerversands, der Klinkerzulieferung und der Veränderungen des Klinkerbestands):

$$\text{Klinkerproduktion} [\text{t}] = ((\text{Zementauslieferungen} [\text{t}] - \text{Veränderung des Zementbestands} [\text{t}]) * \text{Klinker-Zement-Verhältnis} [\text{t Klinker/t Zement}]) - (\text{zugelieferter Klinker} [\text{t}]) + (\text{versendeter Klinker} [\text{t}]) - (\text{Veränderung des Klinkerbestands} [\text{t}])$$

Der Zement/Klinker-Quotient wird entweder für jedes der verschiedenen Zementprodukte nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 bestimmt oder aus der Differenz zwischen Zementzulieferungen, Bestandsveränderungen und als Zusatzstoffen im Zement verwendeten Materialien wie Bypass- und Zementofenstaub berechnet.

Ebene 1

Die Menge des im Berichtszeitraum produzierten Klinkers [t] wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 5 % bestimmt.

Ebene 2

Die Menge des im Berichtszeitraum produzierten Klinkers [t] wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 2,5 % bestimmt.

b) **Emissionsfaktor**

Ebene 1

Es gilt ein Emissionsfaktor von 0,525 t CO₂/t Klinker.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber wendet den landesspezifischen Emissionsfaktor an, der von dem betreffenden Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen mitgeteilt wurde.

Ebene 3

Die CaO- und MgO-Menge im Produkt wird nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 bestimmt.

Zur Umrechnung von Zusammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden stöchiometrische Verhältniszahlen herangezogen, wobei davon ausgegangen wird, dass die gesamte CaO- und MgO-Menge von den jeweiligen Karbonaten abgeleitet wurde.

Tabelle 2

Stöchiometrische Faktoren

Oxid	Stöchiometrische Faktoren [t CO ₂]/[t Erdalkalioxid]
CaO	0,785
MgO	1,092

c) **Umsetzungsfaktor***Ebene 1*

Die Menge an (nicht karbonatischem) CaO und MgO im Rohmaterial ist nach konservativer Annahme Null, d. h. es wird vorausgesetzt, dass das gesamte CaO und MgO im Produkt aus karbonathaltigem Rohmaterial stammt, was durch den Umsetzungsfaktor 1 reflektiert wird.

Ebene 2

Die Menge an (nicht karbonatischem) CaO und MgO im Rohmaterial wird durch Umsetzungsfaktoren mit einem Wert zwischen 0 und 1 reflektiert, wobei der Wert 1 der vollständigen Umwandlung von Rohmaterialkarbonaten in Oxide entspricht. Die zusätzliche Bestimmung relevanter chemischer Parameter des Rohmaterials erfolgt nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13, z. B. nach thermogravimetrischen Methoden.

2.1.2.2. EMISSIONEN AUFGRUND VON STAUBABSCHIEDUNGEN

CO₂-Emissionen aus abgeschiedenem Bypass-Staub oder Zementofenstaub (cement kiln dust, CKD) werden auf Basis der abgeschiedenen Mengen Staub und des Emissionsfaktors für Klinker berechnet (allerdings mit potenziell unterschiedlichem CaO- und MgO-Gehalt), bereinigt um die unvollständige Kalzinierung des Zementofenstaubs.

$$\text{Berechnung: CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{Staub}} = \text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor}$$

wobei:

a) **Tätigkeitsdaten***Ebene 1*

Die im Berichtszeitraum aus dem Ofensystem abgeschiedene Menge [t] Zementofen- oder (ggf.) Bypass-Staub wird nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (*Best Practice*) geschätzt.

Ebene 2

Die im Berichtszeitraum aus dem Ofensystem abgeschiedene Menge [t] Zementofen- oder (ggf.) Bypass-Staub wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 7,5\%$ bestimmt.

b) **Emissionsfaktor***Ebene 1*

Der Referenzwert von 0,525 t CO₂ je Tonne Klinker gilt auch für aus dem Ofensystem abgeschiedenen Zementofen- oder Bypass-Staub.

Ebene 2

Der Emissionsfaktor [t CO₂/t Zementofen- oder Bypass-Staub] ist auf der Basis des Grads der Zementofenstaub-Kalzinierung und der Zusammensetzung zu berechnen. Der Grad der Kalzinierung und die Zusammensetzung werden mindestens ein Mal jährlich nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 ermittelt.

Das Verhältnis zwischen dem Grad der Zementofenstaub-Kalzinierung und den CO₂-Emissionen je Tonne Zementofenstaub ist nicht linear. Ein Näherungswert wird nach folgender Formel berechnet:

$$EF_{CKD} = \frac{\frac{EF_{cli}}{1 + EF_{cli}} * d}{1 - \frac{EF_{cli}}{1 + EF_{cli}} * d}$$

wobei:

- EF_{CKD} = Emissionsfaktor für teilweise kalzinierten Zementofenstaub [t CO₂/t Staub]
 EF_{cli} = anlagenspezifischer Emissionsfaktor für Klinker ([CO₂/t Klinker]
 d = Grad der Zementofenstaub-Kalzinierung (freigesetztes CO₂ als prozentualer Anteil des Gesamtkarbonat-CO₂ in der Rohmischung)

2.1.2.3. EMISSIONEN AUS NICHT KARBONATISCHEM KOHLENSTOFF IM ROHMEHL

Emissionen aus nicht karbonatischem Kohlenstoff in Kalkstein, Schiefer oder alternativem Rohmaterial (z. B. Flugasche), die im Rohmehl im Ofen verwendet werden, werden nach folgender Formel berechnet:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{nicht karbonatischer Kohlenstoff im Rohmehl}} = \text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Umsetzungsfaktor}$$

wobei:

a) **Tätigkeitsdaten**

Ebene 1

Die Menge des im Berichtszeitraum verbrauchten relevanten Rohmaterials [t] wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 15 % bestimmt.

Ebene 2

Die Menge des im Berichtszeitraum verbrauchten relevanten Rohstoffes [t] wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 7,5 % bestimmt.

b) **Emissionsfaktor**

Ebene 1

Der Anteil an nicht karbonatischem Kohlenstoff im relevanten Rohmaterial wird nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (*Best Practice*) geschätzt.

Ebene 2

Der Anteil an nicht karbonatischem Kohlenstoff im relevanten Rohmaterial wird mindestens ein Mal jährlich nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 bestimmt.

c) **Umsetzungsfaktor**

Ebene 1

Es gilt ein Umsetzungsfaktor von 1,0.

Ebene 2

Der Umsetzungsfaktor wird nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (*Best Practice*) berechnet.

2.2. MESSUNG DER CO₂-EMISSIONEN

Es gelten die Leitlinien für Messungen gemäß Anhang I.

ANHANG VIII

Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Kalk gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG**1. SYSTEMGRENZEN UND ANWENDUNG DER KUMULIERUNGSREGEL**

Keine spezifischen Einschränkungen.

2. BESTIMMUNG VON CO₂-EMISSIONEN

In Kalkwerken wird CO₂ aus folgenden Quellen und Stoffströmen emittiert:

- Kalzinierung von Kalkstein und Dolomit im Rohmaterial
- konventionelle fossile Ofenbrennstoffe
- alternative fossile Ofenbrennstoffe und Rohmaterial
- Biomasse-Ofenbrennstoffe (Biomasse-Abfälle)
- andere Brennstoffe

2.1. BERECHNUNG VON CO₂-EMISSIONEN**2.1.1. EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG**

Verbrennungsprozesse in Kalkwerken, bei denen verschiedene Brennstoffe zum Einsatz kommen (z. B. Kohle, Petrolkoks, Heizöl, Erdgas und die breite Palette an Abfallbrennstoffen), werden nach Maßgabe von Anhang II überwacht und berichtet.

2.1.2. PROZESSEMISSIONEN

Relevante Emissionen entstehen während der Kalzinierung und bei der Oxidation organischer Kohlenstoffe im Rohmaterial. Während der Kalzinierung im Ofen wird das in den Karbonaten enthaltene CO₂ aus dem Rohmaterial freigesetzt. Das Kalzinierungs-CO₂ steht in unmittelbarem Zusammenhang mit der Kalkherstellung. Auf Anlagenebene kann Kalzinierungs-CO₂ auf zwei Weisen berechnet werden — entweder auf Basis der Kalzium- und Magnesiumkarbonatmenge im Rohmaterial (hauptsächlich Kalkstein und Dolomit), das im Prozess umgewandelt wurde (Berechnungsmethode A), oder auf Basis der Menge des Kalzium- und Magnesiumoxids im hergestellten Kalk (Berechnungsmethode B). Beide Methoden gelten als gleichwertig und können vom Anlagenbetreiber verwendet werden, um die Ergebnisse der jeweils anderen Methode zu bestätigen.

Berechnungsmethode A — Karbonate

Die Berechnung erfolgt auf Basis der Menge des Kalzium- und Magnesiumkarbonats im verbrauchten Rohmaterial nach folgender Formel:

$$\text{CO}_2\text{-Emission [t CO}_2\text{]} = \sum \{ \text{Tätigkeitsdaten}_{\text{INPUT}} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Umsetzungsfaktor} \}$$

a) Tätigkeitsdaten

Diese Anforderungen werden auf jeden der relevanten kohlenstoffhaltigen Einsatzstoffe (ausgenommen Brennstoffe) wie beispielsweise Kreide oder Kalkstein separat angewandt, um Doppelerfassungen oder Auslassungen aufgrund von Rückgut oder Bypass-Material zu vermeiden.

Ebene 1

Der Anlagenbetreiber berechnet die Menge des während des Berichtszeitraums verbrauchten Einsatzmaterials [t] mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 7,5$ %.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber berechnet die Menge des während des Berichtszeitraums verbrauchten Einsatzmaterials [t] mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 5 %.

Ebene 3

Der Anlagenbetreiber berechnet die Menge des während des Berichtszeitraums verbrauchten Einsatzmaterials [t] mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 2,5\%$.

b) **Emissionsfaktor***Ebene 1*

Die Emissionsfaktoren werden als Einheiten CO₂-Masse, die je Tonne Einsatzmaterial freigesetzt wird, berechnet und berichtet, wobei vollständige Umsetzung vorausgesetzt wird. Zur Umrechnung von Zusammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden die stöchiometrischen Faktoren gemäß Tabelle 1 herangezogen.

Die Bestimmung der CaCO₃- und MgCO₃-Menge und (ggf.) der Menge an organischem Kohlenstoff in jedem relevanten Einsatzmaterial erfolgt nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13.

Tabelle 1

Stöchiometrische Faktoren

Stoff	Stöchiometrische Faktoren
CaCO ₃	0,440 [t CO ₂ /t CaCO ₃]
MgCO ₃	0,522 [t CO ₂ /t MgCO ₃]

c) **Umsetzungsfaktor***Ebene 1*

Die aus dem Ofen abgehende Karbonatmenge ist nach konservativer Annahme Null, d. h. es wird vollständige Kalzinierung und ein Umsetzungsfaktor von 1 vorausgesetzt.

Ebene 2

Karbonate, die im Kalk aus dem Ofen abgehen, werden anhand eines Umsetzungsfaktors zwischen 0 und 1 berücksichtigt. Die Anlagenbetreiber können für ein oder mehrere Einsatzmaterialien eine vollständige Umwandlung annehmen und nicht umgewandelte Karbonate dem oder den restlichen Einsatzmaterial(ien) zurechnen. Die zusätzliche Bestimmung relevanter chemischer Produktparameter erfolgt nach den Vorgaben von Anhang I Abschnitt 13.

Berechnungsmethode B — Erdalkalioxide

CO₂-Emissionen entstehen bei der Kalzinierung von Karbonaten und werden auf Basis der CaO- und MgO-Gehalte des erzeugten Kalks berechnet. Bereits kalziniertes Ca und Mg, mit dem der Ofen — beispielsweise über Flugasche oder alternative Brenn- und Rohstoffe mit bedeutendem CaO- oder MgO-Gehalt — beschickt wird, wird mit einem Umsetzungsfaktor berücksichtigt. Aus dem Ofen abgeschiedenem Kalkofenstaub wird entsprechend Rechnung getragen.

Emissionen aus Karbonaten

Die Berechnung erfolgt anhand folgender Formel:

$$\text{CO}_2\text{-Emission [t CO}_2\text{]} = \sum \{ \text{Tätigkeitsdaten}_{\text{OUTPUT}} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Umsetzungsfaktor} \}$$

a) **Tätigkeitsdaten***Ebene 1*

Der Anlagenbetreiber bestimmt die Menge des im Berichtszeitraum erzeugten Kalkes [t] mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 5\%$.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber berechnet die Menge des im Berichtszeitraum erzeugten Kalkes [t] mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 2,5\%$.

b) **Emissionsfaktor***Ebene 1*

Die Bestimmung des CaO- und MgO-Gehalts des Produktes erfolgt nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13.

Zur Umrechnung von Zusammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden die stöchiometrischen Faktoren gemäß Tabelle 2 herangezogen, wobei davon ausgegangen wird, dass die gesamte CaO- und MgO-Menge aus den jeweiligen Karbonaten abgeleitet wurde.

Tabelle 2

Stöchiometrische Faktoren

Oxid	Stöchiometrische Faktoren [t CO ₂]/[t Erdalkalioxid]
CaO	0,785
MgO	1,092

c) **Umsetzungsfaktor***Ebene 1*

Der CaO- und MgO-Gehalt des Rohmaterials hat nach konservativer Annahme einen Wert von Null, d. h. es wird davon ausgegangen, dass das gesamte Ca und Mg im Produkt aus karbonatischem Rohmaterial stammt; dies wird durch Umsetzungsfaktoren von 1 reflektiert.

Ebene 2

Dem im Rohmaterial vorhandenen CaO- und MgO wird anhand von Umsetzungsfaktoren zwischen 0 und 1 Rechnung getragen, wobei der Wert 1 der vollständigen Umwandlung der Rohmaterialkarbonate in Oxide entspricht. Die zusätzliche Bestimmung relevanter chemischer Produktparameter erfolgt nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13.

2.2. MESSUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Es gelten die Leitlinien für Messungen gemäß Anhang I.

ANHANG IX

Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Glas gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG**1. SYSTEMGRENZEN UND ANWENDUNG DER KUMULIERUNGSREGEL**

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die damit zusammenhängenden Emissionen nicht in die Prozessemissionen der Anlage eingerechnet werden, sind diese nach Maßgabe von Anhang II zu berechnen.

Dieser Anhang gilt auch für Anlagen, in denen Wasserglas und Steinwolle hergestellt werden.

2. BESTIMMUNG VON CO₂-EMISSIONEN

In Anlagen zur Herstellung von Glas wird CO₂ aus folgenden Quellen und Stoffströmen emittiert:

- Zersetzung von im Rohmaterial enthaltenen Alkali- und Erdalkal karbonaten beim Schmelzen
- konventionelle fossile Brennstoffe
- alternative fossile Brennstoffe und Rohmaterialien
- Biomasse-Brennstoffe (Biomasse-Abfälle)
- andere Brennstoffe
- kohlenstoffhaltige Zusatzstoffe, einschließlich Koks und Kohlenstaub
- Abgaswäsche

2.1. BERECHNUNG VON CO₂-EMISSIONEN**2.1.1. EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG**

Verbrennungsprozesse in Anlagen zur Herstellung von Glas sind nach Maßgabe von Anhang II zu überwachen und zu berichten.

2.1.2. PROZESSEMISSIONEN

CO₂ wird während des Schmelzvorgangs im Ofen aus den im Rohmaterial enthaltenen Karbonaten und bei der Neutralisierung des in den Abgasen enthaltenen HF, HCl und SO₂ durch Kalkstein oder andere Karbonate freigesetzt. Sowohl Emissionen, die bei der Zersetzung von Karbonaten während des Schmelzprozesses freigesetzt werden, als auch Emissionen aus der Abgaswäsche gelten als Emissionen der Anlage. Sie sind zur Gesamtemission hinzuzurechnen, nach Möglichkeit jedoch getrennt mitzuteilen.

CO₂ aus Karbonaten im Rohmaterial, das während des Schmelzvorgangs im Ofen freigesetzt wird, steht in direktem Zusammenhang mit der Glasproduktion und wird berechnet auf Basis der umgewandelten Menge an Karbonaten aus dem Rohmaterial — hauptsächlich Soda, Kalk/Kalkstein, Dolomit und andere Alkali- und Erdalkal karbonate, durch karbonatfreies Altglas (Bruchglas) ergänzt.

Die Berechnung erfolgt auf Basis der verbrauchten Karbonatmenge nach folgender Formel:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t CO}_2\text{]} = \sum \{ \text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor} \} + \sum \{ \text{Zusatzstoff} * \text{Emissionsfaktor} \}$$

wobei:

a) Tätigkeitsdaten

Die Tätigkeitsdaten sind die Menge [t] der für CO₂-Emissionen verantwortlichen karbonathaltigen Rohmaterialien oder Zusatzstoffen (wie Dolomit, Kalk/Kalkstein, Soda und andere Karbonate), die während des Berichtszeitraums in der Anlage angeliefert und zur Herstellung von Glas verwendet werden.

Ebene 1

Der Anlagenbetreiber oder sein Lieferant bestimmt die Gesamtmasse [t] der karbonathaltigen Rohmaterialien oder kohlenstoffhaltigen Zusatzstoffe, die während des Berichtszeitraums verbraucht werden, für jede Art von Rohmaterial mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von $\pm 2,5\%$.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber oder sein Lieferant bestimmt die Gesamtmasse [t] der karbonathaltigen Rohmaterialien oder kohlenstoffhaltigen Zusatzstoffe, die während des Berichtszeitraums verbraucht werden, für jede Art von Rohmaterial mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von $\pm 1,5\%$.

b) **Emissionsfaktor****Karbonate**

Die Emissionsfaktoren werden in Einheiten emittierter CO₂-Masse je Tonne karbonathaltigen Rohmaterials berechnet und berichtet. Zur Umrechnung der Zusammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden die stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Tabelle 1 herangezogen.

Ebene 1

Die Reinheit des jeweiligen Einsatzmaterials wird nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (*Best Practice*) bestimmt. Die errechneten Werte sind um den jeweiligen Feuchte- und Gangart-Gehalt des eingesetzten Karbonatmaterials zu bereinigen.

Ebene 2

Die Menge der relevanten Karbonate im jeweiligen Einsatzmaterial wird nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 bestimmt.

Tabelle 1

Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Karbonat	Emissionsfaktor [t CO ₂ /t Karbonat]	Anmerkungen
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	
allgemein: X _Y (CO ₃) _Z	Emissionsfaktor = $[M_{\text{CO}_2}] / \{Y * [M_x] + Z * [M_{\text{CO}_3^{2-}}]\}$	X = Erdalkali- oder Alkalimetall M _x = Molekulargewicht von X in [g/mol] M _{CO₂} = Molekulargewicht von CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃²⁻} = Molekulargewicht von CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl von CO ₃ ²⁻ = 1

2.2. MESSUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Es gelten die Leitlinien für Messungen gemäß Anhang I.

ANHANG X

Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von keramischen Erzeugnissen gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG**1. SYSTEMGRENZEN UND ANWENDUNG DER KUMULIERUNGSREGEL**

Keine spezifischen Einschränkungen.

2. BESTIMMUNG VON CO₂-EMISSIONEN

In Anlagen zur Herstellung keramischer Erzeugnisse wird CO₂ aus den folgenden Quellen und Stoffströmen emittiert:

- konventionelle fossile Ofenbrennstoffe
- alternative fossile Ofenbrennstoffe
- Biomasse-Ofenbrennstoffe
- Kalzinierung von Kalkstein/Dolomit und anderen Karbonaten im Rohmaterial
- Kalkstein und andere Karbonate zur Reduzierung von Luftschadstoffen und andere Arten der Abgaswäsche
- fossile Zusatzstoffe/Biomasse-Zusatzstoffe zur Anregung der Porenbildung, z. B. Polystyrol, Rückstände aus der Papierherstellung oder Sägespäne
- fossile organische Stoffe in Ton und anderem Rohmaterial

2.1. BERECHNUNG VON CO₂-EMISSIONEN**2.1.1. EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG**

Die Verbrennungsprozesse in Anlagen zur Herstellung keramischer Erzeugnisse sind nach Maßgabe von Anhang II zu überwachen und zu berichten.

2.1.2. PROZESSEMISSIONEN

CO₂ wird bei der Kalzinierung des Rohmaterials im Ofen und bei der Oxidierung von organischen Stoffen im Ton und Zusatzstoffen sowie bei der Neutralisierung von in den Abgasen enthaltenem HF, HCl und SO₂ durch Kalkstein oder andere Karbonate und während anderen Abgaswäscheprozessen freigesetzt. Emissionen, die bei der Zersetzung von Karbonaten und bei der Oxidierung von organischen Stoffen im Ofen sowie bei der Abgaswäsche freigesetzt werden, gelten als Emissionen der Anlage. Sie sind zur Gesamtemission hinzuzurechnen, nach Möglichkeit jedoch getrennt mitzuteilen. Die Berechnung erfolgt nach folgender Formel:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{Gesamt}} [\text{t}] = \text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{Einsatzmaterial}} [\text{t}] + \text{CO}_2\text{-Emissionen}_{\text{Abgaswäsche}} [\text{t}]$$

2.1.2.1. CO₂ AUS EINSATZMATERIAL

CO₂ aus Karbonaten und aus in anderem Einsatzmaterial enthaltenem Kohlenstoff ist entweder anhand einer Methode zu berechnen, die die während des Prozesses umgewandelte Menge an organischem und anorganischem Kohlenstoff im Rohmaterial (z. B. verschiedene Karbonate, organische Bestandteile des Tons und anderer Zusatzstoffe) zugrunde legt (*Berechnungsmethode A*), oder anhand einer Methode, die auf Erdalkalioxiden in den hergestellten Keramikerzeugnissen basiert (*Berechnungsmethode B*). Beide Methoden gelten als gleichwertig im Falle von Erzeugnissen, die aus reinem oder synthetischem Ton hergestellt werden. Berechnungsmethode A ist bei Erzeugnissen aus naturbelassenem Ton und immer dann anzuwenden, wenn Tone oder Zusatzstoffe mit hohem Gehalt an organischen Stoffen verwendet werden.

Berechnungsmethode A — Kohlenstoff-Input

Die Berechnung basiert auf dem Kohlenstoffgehalt (organisch und anorganisch) des jeweiligen Rohmaterials, z. B. verschiedene Tonarten, Tongemische oder Zusatzstoffe. Quarz, Feldspat, Kaolin und Mineraltalk enthalten in der Regel nur wenig Kohlenstoff.

Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktor und Umsetzungsfaktor beziehen sich auf den allgemeinen Materialzustand, vorzugsweise den Trockenzustand.

Der Berechnung erfolgt nach folgender Formel:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen [t CO}_2\text{]} = \Sigma \{\text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Umsetzungsfaktor}\}$$

wobei:

a) **Tätigkeitsdaten**

Diese Anforderungen gelten für jedes relevante kohlenstoffhaltige Rohmaterial (ausgenommen Brennstoffe), wie beispielsweise Ton oder Zusatzstoffe, wobei Doppelerfassungen oder Auslassungen durch Materialrücklauf und Bypass-Material vermieden werden.

Ebene 1

Die Gesamtmasse jedes während des Berichtszeitraums verbrauchten relevanten Rohmaterials oder Zusatzstoffes [t] (ausgenommen Verluste) wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 7,5\%$ bestimmt.

Ebene 2

Die Gesamtmasse jedes während des Berichtszeitraums verbrauchten relevanten Rohmaterials oder Zusatzstoffes [t] (ausgenommen Verluste) wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 5\%$ bestimmt.

Ebene 3

Die Gesamtmasse jedes während des Berichtszeitraums verbrauchten relevanten Rohmaterials oder Zusatzstoffes [t] (ausgenommen Verluste) wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 2,5\%$ bestimmt.

b) **Emissionsfaktor**

Es kann ein aggregierter Emissionsfaktor, der organischen und anorganischen Kohlenstoff („Gesamtkohlenstoff (TC)“) einschließt, auf jeden Stoffstrom (d. h. auf relevante Rohmaterialmischungen oder Zusatzstoffe) angewandt werden. Alternativ können zwei Emissionsfaktoren für „gesamter anorganischer Kohlenstoff (TIC)“ und „gesamter organischer Kohlenstoff (TOC)“ auf jeden Stoffstrom angewandt werden. Gegebenenfalls werden zur Umrechnung der Zusammensetzungsdaten für die einzelnen Karbonate die stöchiometrischen Faktoren gemäß Tabelle 1 angewandt. Der Biomasseanteil von Zusatzstoffen, die nicht als reine Biomasse gelten, wird nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13.4 bestimmt.

Tabelle 1

Stöchiometrische Faktoren

Karbonate	Stöchiometrische Faktoren	
CaCO ₃	0,440 [t CO ₂ /t CaCO ₃]	
MgCO ₃	0,522 [t CO ₂ /t MgCO ₃]	
BaCO ₃	0,223 [t CO ₂ /t BaCO ₃]	
Allgemein: X _Y (CO ₃) _Z	Emissionsfaktor = $\frac{[M_{\text{CO}_2}]}{\{Y * [M_x] + Z * [M_{\text{CO}_3^{2-}}]\}}$	X = Erdalkali- oder Alkalimetall M _x = Molekulargewicht von X in [g/mol] M _{CO₂} = Molekulargewicht von CO ₂ = 44 [g/mol] M _{CO₃} = Molekulargewicht von CO ₃ ²⁻ = 60 [g/mol] Y = stöchiometrischer Wert von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl von CO ₃ ²⁻ = 1

Ebene 1

Für die Berechnung des Emissionsfaktors wird anstelle von Analyseergebnissen ein konservativer Wert von 0,2 Tonnen CaCO₃ (entspricht 0,08794 Tonnen CO₂) je Tonne Trockenton angewandt.

Ebene 2

Nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (*Best Practice*) wird unter Berücksichtigung der besonderen Anlagenmerkmale und der Produktpalette für jeden Stoffstrom mindestens einmal jährlich ein Emissionsfaktor berechnet und aktualisiert.

Ebene 3

Die Zusammensetzung des relevanten Rohmaterials wird nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 bestimmt.

c) **Umsetzungsfaktor***Ebene 1*

Karbonate und andere Kohlenstoffe, die den Ofen im Produkt verlassen, werden konservativ Null gesetzt, unter der Annahme einer vollständigen Kalzinierung und Oxidation, was durch einen Umsetzungsfaktor von 1 reflektiert wird.

Ebene 2

Den Ofen verlassende Karbonate und Kohlenstoffe werden anhand von Umsetzungsfaktoren zwischen 0 und 1 erfasst, wobei ein Wert von 1 einer vollständigen Umwandlung von Karbonaten oder anderen Kohlenstoffen entspricht. Die zusätzliche Bestimmung relevanter chemischer Produktparameter erfolgt nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13.

Berechnungsmethode B — Erdalkalioxide

Die Berechnung von Kalzinierungs-CO₂ basiert auf der Menge der hergestellten Keramikerzeugnisse und dem Anteil dieser Erzeugnisse an CaO, MgO und anderen (Erd)alkalioxiden (Tätigkeitsdaten_{OUTPUT}). Der Emissionsfaktor wird um bereits kalzinierte Mengen Ca, Mg und andere Erdalkali-/Alkali-Mengen korrigiert, mit denen der Ofen z. B. über alternative Brennstoffe und Rohmaterial mit hohem CaO- oder MgO-Anteil beschickt wird (Tätigkeitsdaten_{INPUT}). Die Berechnung erfolgt nach folgender Formel:

$$\text{CO}_2\text{-Emission [t CO}_2\text{]} = \Sigma\{\text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Umsetzungsfaktor}\}$$

wobei:

a) **Tätigkeitsdaten**

Die Tätigkeitsdaten für die Erzeugnisse beziehen sich auf die Bruttoproduktion, einschließlich Ausschuss und Scherben aus Ofen und Beförderungsmitteln.

Ebene 1

Die Gesamtmasse während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 7,5 % ermittelt.

Ebene 2

Die Gesamtmasse während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 5 % ermittelt.

Ebene 3

Die Gesamtmasse während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 2,5 % ermittelt

b) **Emissionsfaktor**

Auf Basis des Gehalts des Produkts an relevanten Metalloxiden, z. B. CaO, MgO und BaO, wird anhand der stöchiometrischen Faktoren gemäß Tabelle 2 ein aggregierter Emissionsfaktor berechnet.

Tabelle 2

Stöchiometrische Faktoren

Oxid	Stöchiometrische Faktoren	Anmerkungen
CaO	0,785 [Tonne CO ₂ je Tonne Oxid]	
MgO	1,092 [Tonne CO ₂ je Tonne Oxid]	
BaO	0,287 [Tonne CO ₂ je Tonne Oxid]	
allgemein: X _Y (O) _Z	Emissionsfaktor = $\frac{[M_{CO_2}]}{[Y * [M_x] + Z * [M_o]]}$	X = Erdalkali- oder Alkalimetall M _x = Molekulargewicht von X in [g/mol] M _{CO₂} = Molekulargewicht von CO ₂ = 44 [g/mol] M _o = Molekulargewicht von O = 16 [g/mol] Y = stöchiometrischer Wert von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrischer Wert von O = 1

Ebene 1

Für die Berechnung des Emissionsfaktors wird anstelle von Analyseergebnissen ein konservativer Wert von 0,123 Tonnen CaO (entspricht 0,09642 Tonnen CO₂) je Tonne Produkt angewandt.

Ebene 2

Nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis (*Best Practice*) wird unter Berücksichtigung der besonderen Anlagenmerkmale und der Produktpalette für jeden Stoffstrom mindestens einmal jährlich ein Emissionsfaktor errechnet und aktualisiert.

Ebene 3

Die Zusammensetzung der Produkte wird nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 bestimmt.

c) **Umsetzungsfaktor***Ebene 1*

Die Menge relevanter Oxide im Rohmaterial ist nach konservativer Annahme Null, d. h. es wird davon ausgegangen, dass das gesamte Ca, Mg, Ba und andere relevante Alkalioxide im Produkt aus karbonathaltigem Rohmaterial stammen, was durch einen Umsetzungsfaktor von 1 berücksichtigt wird.

Ebene 2

Relevante Oxide im Rohmaterial werden anhand von Umsetzungsfaktoren zwischen 0 und 1 erfasst, wobei ein Wert von 0 bedeutet, dass die Gesamtmenge des betreffenden Oxids bereits von Anfang an im Rohmaterial vorhanden ist. Die zusätzliche Bestimmung relevanter chemischer Parameter des Rohmaterials erfolgt nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13.

2.1.2.2. CO₂ AUS KALKSTEIN FÜR DIE REDUZIERUNG VON LUFTSCHADSTOFFEN UND ANDERE ARTEN VON ABGASWÄSCHE

CO₂ aus Kalkstein für die Reduzierung von Luftschadstoffen und andere Arten der Abgaswäsche wird auf Basis des CaCO₃-Inputs berechnet. Die Doppelerfassung von gebrauchtem und von derselben Anlage zu Rohmaterial recyceltem Kalkstein ist zu vermeiden.

Die Berechnung erfolgt nach folgender Formel:

$$\text{CO}_2\text{-Emission [t CO}_2\text{]} = \text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor}$$

wobei:

a) **Tätigkeitsdaten**

Ebene 1

Der Anlagenbetreiber oder sein Lieferant bestimmt die während des Berichtszeitraums verbrauchte Menge [t] an trockenem CaCO₃ durch Wiegen mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 7,5$ %.

b) **Emissionsfaktor**

Ebene 1

Es gelten die stöchiometrischen Verhältniszahlen für CaCO₃ gemäß Tabelle 1.

2.2. MESSUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Es gelten die Leitlinien für Messungen gemäß Anhang I.

ANHANG XI

Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Zellstoff und Papier gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG**1. SYSTEMGRENZEN UND ANWENDUNG DER KUMULIERUNGSREGEL**

Wenn das bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe anfallende CO₂ beispielsweise zur Herstellung von gefällttem Kalziumkarbonat (PCC) an eine benachbarte Anlage weitergeleitet wird, so sind diese Exporte vorbehaltlich der Zustimmung der zuständigen Behörde nicht in die Emissionen der Anlage einzubeziehen.

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die damit einhergehenden Emissionen nicht zu den Prozessemissionen der Anlage gerechnet werden, sind diese nach Maßgabe von Anhang II zu berechnen.

2. BESTIMMUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Zu den Prozessen zur Herstellung von Zellstoff und Papier, aus denen möglicherweise CO₂ emittiert wird, zählen

- Kessel, Gasturbinen und andere Feuerungsanlagen, die Dampf oder Energie für die Anlage bereitstellen
- Rückgewinnungskessel und andere Einrichtungen, in denen Ablaugen verbrannt werden
- Verbrennungsöfen
- Kalköfen und Kalzinieröfen
- Rauchgaswäsche
- Trockner, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden (z. B. Infrarottrockner)

Abwasserbehandlung und Deponien, einschließlich anaerobe Abwasserbehandlungen oder Schlammfaulungsverfahren sowie Deponien zur Entsorgung von Abfällen aus der Papier- und Zellstoffherzeugung, sind nicht in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG erfasst. Ihre Emissionen fallen somit nicht in den Geltungsbereich der Richtlinie.

2.1. BERECHNUNG VON CO₂-EMISSIONEN**2.1.1. EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG**

Emissionen aus Verbrennungsprozessen von Papier- und Zellstoffherzeugungsanlagen werden nach Maßgabe von Anhang II überwacht.

2.1.2. PROZESSEMISSIONEN

Emissionen sind auf den Einsatz von Karbonaten als Zusatzchemikalien bei der Zellstoffherzeugung zurückzuführen. Auch wenn der Verlust an Natrium und Kalzium im Rückgewinnungssystem und in der Kaustifizieranlage normalerweise durch den Einsatz nicht karbonathaltiger Chemikalien ausgeglichen wird, werden manchmal geringfügige Mengen Kalziumkarbonat (CaCO₃) und Natriumkarbonat (Na₂CO₃) hinzugefügt, die CO₂-Emissionen hervorrufen. Der Kohlenstoffanteil dieser Chemikalien ist in der Regel fossilen Ursprungs, obgleich er in manchen Fällen (z. B. Na₂CO₃, das von Soda einsetzenden Halbstoffwerken gekauft wurde) auch aus Biomasse stammen kann.

Es wird davon ausgegangen, dass der in diesen Chemikalien enthaltene Kohlenstoff als CO₂ aus dem Kalkofen oder dem Rückgewinnungsöfen emittiert wird. Die Bestimmung der Emissionen erfolgt in der Annahme, dass der gesamte Kohlenstoff in dem in den Rückgewinnungs- und Kaustifizieranlagen eingesetzten CaCO₃ und Na₂CO₃ in die Atmosphäre freigesetzt wird.

Zusätzliches Kalzium wird benötigt, um die Verluste aus der Kaustifizieranlage, meist in Form von Kalziumkarbonat, auszugleichen.

Die CO₂-Emissionen werden nach folgender Formel berechnet:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen} = \Sigma \{(\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Karbonat}} * \text{Emissionsfaktor})\}$$

wobei:

a) **Tätigkeitsdaten**

Die Tätigkeitsdaten_{Karbonat} entsprechen den Mengen des im Prozess verbrauchten CaCO₃ und Na₂CO₃.

Ebene 1

Der Anlagenbetreiber oder sein Lieferant bestimmt die Mengen [t] des im Prozess verbrauchten CaCO₃ und Na₂CO₃ mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ±2,5 %.

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber oder sein Lieferant bestimmt die Mengen [t] des im Prozess verbrauchten CaCO₃ und Na₂CO₃ mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ±1,5 %.

b) **Emissionsfaktor**

Ebene 1

Es gelten die stöchiometrischen Faktoren [$t_{\text{CO}_2}/t_{\text{CaCO}_3}$] und [$t_{\text{CO}_2}/t_{\text{Na}_2\text{CO}_3}$] für nicht aus Biomasse stammende Karbonate gemäß Tabelle 1. Biomasse-Karbonate werden mit einem Emissionsfaktor von 0 [t CO₂/t Karbonat] gewichtet.

Tabelle 1

Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Art und Ursprung des Karbonats	Emissionsfaktor [t CO ₂ /t Karbonat]
Anlage zur Zellstofferzeugung –Zusatz von CaCO ₃	0,440
Anlage zur Zellstofferzeugung –Zusatz von Na ₂ CO ₃	0,415

Diese Werte werden um den jeweiligen Feuchtegehalt und Verunreinigungen des eingesetzten karbonathaltigen Materials bereinigt.

2.2. MESSUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Es gelten die Leitlinien für Messungen gemäß Anhang I.

ANHANG XII

Leitlinien für die Bestimmung von Treibhausgasemissionen durch kontinuierliche Emissionsmessung**1. SYSTEMGRENZEN UND ANWENDUNG DER KUMULIERUNGSREGEL**

Die Bestimmungen dieses Anhangs betreffen Emissionen von Treibhausgasen aus unter die Richtlinie 2003/87/EG fallenden Tätigkeiten. CO₂ kann innerhalb einer Anlage aus verschiedenen Quellen emittiert werden.

2. BESTIMMUNG VON TREIBHAUSGASEMISSIONEN*Ebene 1*

Für jede Emissionsquelle muss während des Berichtszeitraums für alle Emissionen zusammen gerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als ± 10 % erreicht werden.

Ebene 2

Für jede Emissionsquelle muss während des Berichtszeitraums für alle Emissionen zusammen gerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als ± 7,5 % erreicht werden.

Ebene 3

Für jede Emissionsquelle muss während des Berichtszeitraums für alle Emissionen zusammen gerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als ± 5 % erreicht werden.

Ebene 4

Für jede Emissionsquelle muss während des Berichtszeitraums für alle Emissionen zusammen gerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als ± 2,5 % erreicht werden.

Allgemeiner Ansatz

Die während des Berichtszeitraums aus einer Emissionsquelle insgesamt emittierten Treibhausgase (THG) werden anhand der nachstehenden Formel bestimmt. Die Bestimmungsparameter der Formel genügen den diesbezüglichen Vorgaben von Anhang I Abschnitt 6. Verfügt eine Anlage über mehrere Emissionsquellen, die nicht als eine einzige Quelle erfasst werden können, so werden die aus diesen Quellen emittierten Gase separat gemessen und den für die gesamte Anlage und das betreffende Gas verzeichneten Gesamtemissionen für den Berichtszeitraum hinzugerechnet.

$$\text{THG}_{\text{-tot ann}} [\text{t}] = \sum_{i=1}^p \text{operating_hours_p.a.} \cdot \text{THG-Konzentration}_i \cdot \text{Abgasstrom}$$

wobei

THG-Konzentration

Die THG-Konzentration im Abgas wird durch kontinuierliche Messung an einem repräsentativen Messpunkt bestimmt.

Abgasstrom

Der Strom an trockenen Abgasen kann nach einer der folgenden Methoden bestimmt werden.

METHODE A

Abgasstrom Q_e wird nach einem Massenbilanzansatz berechnet, wobei alle ausschlaggebenden Parameter wie Einsatzmateriallasten, Zuluftstrom, Prozesseffizienz usw. sowie am Prozessende Output, O₂-Konzentration, SO₂- und NO_x-Konzentrationen usw. berücksichtigt werden.

Der spezifische Berechnungsansatz ist von der zuständigen Behörde als Teil der Prüfung des Monitoringkonzepts und der darin festgeschriebenen Überwachungsmethode zu genehmigen.

METHODE B

Abgasstrom Q_e wird durch kontinuierliche Messung des Durchflusses an einem repräsentativen Messpunkt bestimmt.
