

Dieses Dokument ist lediglich eine Dokumentationsquelle, für deren Richtigkeit die Organe der Gemeinschaften keine Gewähr übernehmen

► B

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)

(ABl. L 229 vom 31.8.2007, S. 1)

Geändert durch:

		Amtsblatt	
		Nr.	Seite
► <u>M1</u>	Entscheidung 2009/73/EG der Kommission vom 17. Dezember 2008	L 24	18
► <u>M2</u>	Entscheidung 2009/339/EG der Kommission vom 16. April 2009	L 103	10
► <u>M3</u>	Beschluss 2010/345/EU der Kommission vom 8. Juni 2010	L 155	34

▼B

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.

(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.

▼B

- (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. 166/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über die Schaffung eines Europäischen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregisters und zur Änderung der Richtlinien 91/689/EWG und 96/61/EG des Rates⁽¹⁾ eingeführten Europäischen Schadstofffreisetzungs- 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 Kleinemitten.
- (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.

⁽¹⁾ ABl. L 33 vom 4.2.2006, S. 1.

▼B

- (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-Gasanalysatoren auf der Grundlage der Erfahrungen der Mitgliedstaaten mit der Umsetzung dieser Vorschriften während der ersten Handelsperiode präzisiert. Es wurden auch zusätzliche Vorschriften für Probenahmeverfahren 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.

▼B

- (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-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:

▼M3*Artikel 1*

Die Leitlinien für die Überwachung von und Berichterstattung über Treibhausgasemissionen aus den in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG genannten Tätigkeiten sowie aus gemäß Artikel 24 Absatz 1 der Richtlinie einbezogenen Tätigkeiten sind in den Anhängen I bis XIV und XVI bis XVIII dieser Entscheidung festgelegt. Die Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Tonnenkilometerangaben aus Luftverkehrstätigkeiten für die Zwecke eines Antrags gemäß Artikel 3e oder 3f der Richtlinie 2003/87/EG sind in Anhang XV festgelegt.

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

⁽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).

▼B

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.

▼B*VERZEICHNIS DER ANHÄNGE*

- Anhang I Allgemeine Leitlinien
- Anhang II Leitlinien für Emissionen aus der Verbrennung infolge von Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG
- Anhang III Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Mineralölraffinerien gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG
- Anhang IV Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Kokereien gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG
- Anhang V Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Röst- und Sinteranlagen für Metallerz gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG
- Anhang VI Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggussanlagen, gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG
- Anhang VII Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Zementklinker gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG
- Anhang VIII Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Kalk gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG
- Anhang IX Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Glas gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG
- Anhang X Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von keramischen Erzeugnissen gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG

▼M3

- Anhang XII Leitlinien für die Bestimmung von Emissionen oder Mengen weitergeleiteter Treibhausgase durch kontinuierliche Messung

▼M1

- Anhang XIII Tätigkeitsspezifische Leitlinien für die Bestimmung von Stickoxid-(N₂O)-Emissionen aus der Herstellung von Salpetersäure, Adipinsäure, Caprolactam, Glyoxal und Glyoxylsäure

▼M2

- Anhang XIV: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für die Bestimmung von Emissionen aus den Luftverkehrstätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG
- Anhang XV: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für die Bestimmung von Tonnen-kilometerdaten aus Luftverkehrstätigkeiten für die Zwecke eines Antrags gemäß den Artikeln 3e bzw. 3f der Richtlinie 2003/87/EG

▼M3

- Anhang XVI: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für die Bestimmung der Treibhausgasemissionen aus der Abscheidung von CO₂ für den Zweck des Transports und der geologischen Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates⁽¹⁾ zugelassenen Speicherstätte

⁽¹⁾ ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 114.

▼M3

Anhang XVII: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für die Bestimmung der Treibhausgasemissionen aus dem Transport von CO₂ in Pipelines zwecks geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte

Anhang XVIII: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für die geologische Speicherung von CO₂ in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte

▼B*ANHANG I***ALLGEMEINE LEITLINIEN****INHALTSVERZEICHNIS**

1. Einleitung
2. Begriffsbestimmungen
3. Grundsätze der Überwachung und Berichterstattung
4. Überwachung von Treibhausgasemissionen
 - 4.1. Systemgrenzen
 - 4.2. Berechnungs- oder Messmethodik
 - 4.3. Das Monitoringkonzept
5. Methoden zur Berechnung von CO₂-Emissionen
 - 5.1. Berechnungsformeln
 - 5.2. Das Ebenenkonzept
 - 5.3. Das fall-back-konzept für stationäre anlagen
 - 5.4. Tätigkeitsdaten von stationären anlagen
 - 5.5. Emissionsfaktoren
 - 5.6. Oxidations- und Umsetzungsfaktoren
 - 5.7. Weitergeleitetes CO₂
6. Messmethodik für stationäre anlagen
 - 6.1. Allgemeines
 - 6.2. Ebenen für Messmethoden
 - 6.3. Weitere Verfahren und Anforderungen
7. Unsicherheitsbewertung
 - 7.1. Berechnung
 - 7.2. Messung
8. Berichterstattung
9. Aufbewahrung von Informationen
10. Kontrolle und Prüfung
 - 10.1. Datenerhebung und Datenverwaltung
 - 10.2. Kontrollsysteem
 - 10.3. Kontrolltätigkeiten
 - 10.3.1. Verfahren und Zuständigkeiten
 - 10.3.2. Qualitätssicherung
 - 10.3.3. Überprüfung und Validierung von Daten
 - 10.3.4. Ausgelagerte Prozesse
 - 10.3.5. Berichtigungen und Korrekturmaßnahmen
 - 10.3.6. Aufzeichnungen und Dokumentation
 - 10.4. Prüfung
 - 10.4.1. Allgemeine Grundsätze
 - 10.4.2. Prüfmethode
11. Emissionsfaktoren
12. Liste CO₂-neutraler Biomasse
13. Bestimmung tätigkeitsspezifischer Daten und Faktoren

▼B

- 13.1. Bestimmung des unteren Heizwertes und der Emissionsfaktoren für Brennstoffe
- 13.2. Bestimmung tätigkeitsspezifischer Oxidationsfaktoren
- 13.3. Bestimmung von Prozessemissionsfaktoren, Umsetzungsfaktoren und Zusammensetzungsdaten
- 13.4. Bestimmung eines Biomasseanteils
- 13.5. Kriterien für die bestimmung von brennstoff- und materialeigenschaften und für die kontinuierliche emissionsmessung
 - 13.5.1. Inanspruchnahme akkreditierter laboratorien
 - 13.5.2. Inanspruchnahme nicht akkreditierter Laboratorien
 - 13.5.3. Online-Gasanalysatoren und Gaschromatografen
- 13.6. Probenahmemethoden und Häufigkeit der Analysen
- 14. Berichtsformat
 - 14.1. Anlagenstammdaten
 - 14.2. Tätigkeiten im Überblick
 - 14.3. Emissionen aus der Verbrennung (Berechnung)
 - 14.4. Prozessemissionen (Berechnung)
 - 14.5. Massenbilanzansatz
 - 14.6. Messansatz
 - 14.7. Berichterstattung über N₂O-emissionen aus anlagen für die herstellung von salpetersäure, adipinsäure, caprolactam, glyoxal und glyoxylsäure
- 15. Kategorien für die Berichterstattung
 - 15.1. IPCC-Berichtsformat
 - 15.2. Quellenkategorien — Codes
- 16. Anforderungen an Anlagen mit geringen Emissionen

▼B1. **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 ►M3 Anhänge II bis XI sowie Anhänge XIII bis XVIII ◀ enthalten zusätzliche Leitlinien für tätigkeitsspezifische Emissionen.

2. **BEGRIFFSBESTIMMUNGEN****▼M2**

Für die Zwecke dieses Anhangs sowie der ►M3 Anhänge II bis XVIII ◀ gelten die Begriffsbestimmungen der Richtlinie 2003/87/EG. Für die Zwecke dieses Anhangs bedeutet jedoch „Betreiber“ Anlagenbetreiber gemäß Artikel 3 Buchstabe f der Richtlinie 2003/87/EG sowie Luftfahrzeugbetreiber gemäß Artikel 3 Buchstabe o der genannten Richtlinie.

▼B

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);

▼M2

c) „Emissionsquelle“: ein einzeln identifizierbarer Teil (Punkt oder Prozess) einer Anlage, aus der relevante Treibhausgase emittiert werden, bzw. — bei Luftverkehrstätigkeiten — ein einzelnes Luftfahrzeug;

▼B

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;

▼M2

e) „Überwachungsmethodik“: die Summe der von einem Anlagenbetreiber bzw. Luftfahrzeugbetreiber verwendeten Ansätze zur Bestimmung der Emissionen einer bestimmten Anlage bzw. einer bestimmten Luftverkehrstätigkeit;

▼B

f) „Monitoringkonzept“: eine ausführliche, vollständige und transparente Beschreibung der Überwachungsmethode ►M2 einer bestimmten Anlage bzw. eines bestimmten Luftfahrzeugbetreibers ◀, einschließlich Angaben zur Datenerhebung und Datenverwaltung, und des Systems zur Kontrolle –ihrer Richtigkeit;

▼M2

g) „Ebene“: ein bestimmtes Element einer Methode zur Bestimmung von Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren, Jahresemission, jährlichem Stundenmittelwert der Emissionen, Oxidations- oder Umsetzungsfaktoren sowie der beförderten Nutzlast;

▼B

h) „jährlich“: die einem Kalenderjahr (1. Januar bis 31. Dezember) entsprechende Zeitspanne;

▼M2

i) „Berichtszeitraum“: das Kalenderjahr, in dem Emissionen oder Tonnenkilometerdaten überwacht und berichtet werden müssen;

▼B

- 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 ►M2 bei Luftverkehrstätigkeiten bedeutet „Handelsperiode“ den Zeitraum gemäß Artikel 3c Absätze 1 und 2 der genannten Richtlinie. ◀

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) „Prozessemisionen“: 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 aller kommerziellen Standardbrennstoffe, Erdgas, schweres und leichtes Heizöl, Kohle und Petrokoks;
- 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;

▼M2

- 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, Butan, Jetkerosin (JET A1 oder JET A), Jetbenzin (JET B) und Flugbenzin (AvGas).

▼B

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;

▼B

- 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. Probenahmegeräte 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 Bezuggröße unter vorgegebenen Bedingungen;
- h) „kontinuierliche Emissionsmessung“: eine Reihe von Arbeitsschritten zur Bestimmung des Wertes einer Größe durch periodische (mehrfaß 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 ;

▼M3

- j) „Messstelle“: die Emissionsquelle, deren Emissionen mittels eines Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung gemessen werden, oder der Querschnitt eines Pipelinesystems, dessen CO₂-Fluss mittels Systemen zur kontinuierlichen Emissionsmessung ermittelt wird.

▼B

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. ►M2 Für Anlagen oder Luftfahrzeugbetreiber ohne vergleichbaren Hintergrund werden Daten aus repräsentativen Anlagen oder von repräsentativen Luftfahrzeugbetreibern, 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;

▼M2

- c) „De-minimis-Brennstoff-/Materialströme“: eine vom Betreiber 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 bzw. dieses Luftfahrzeugbetreibers vor Abzug des weitergeleiteten CO₂ verantwortlich sind, wobei der jeweils absolut höhere Wert maßgebend ist;

▼B

- d) „emissionsstarke Brennstoff-/Materialströme“: eine Gruppe von Stoffströmen, die nicht zur Gruppe der emissionsschwachen Stoffströme gehören;

▼M2

- e) „emissionsschwache Brennstoff-/Materialströme“: die vom Betreiber 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 bzw. dieses Luftfahrzeugbetreibers vor Abzug des weitergeleiteten CO₂ verantwortlich sind, wobei der jeweils absolut höhere Wert maßgebend ist;

▼B

- 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 Energimenge, 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 Kontrollsysteem 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;

▼M2

- 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 bzw. der Luftfahrzeugbetreiber nicht durch wesentliche Nichtkonformität gekennzeichnet ist;

▼B

- 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;

▼M2

- 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 bzw. eines Luftfahrzeugbetreibers enthaltenen Informationen keine wesentlichen Falschangaben enthalten;
- h) „Nichtkonformität“: jede vorsätzliche oder nicht vorsätzliche Handlung oder Unterlassung einer Handlung durch in Prüfung befindliche Anlagen oder Luftfahrzeugbetreiber, die den Anforderungen des von der zuständigen Behörde im Rahmen der Genehmigung der Anlage oder im Rahmen von Artikel 3g der Richtlinie 2003/87/EG genehmigten Überwachungsplans zuwiderrläuft;
- i) „wesentliche Nichtkonformität“: Nichtkonformität mit den Anforderungen des von der zuständigen Behörde im Rahmen der Genehmigung der Anlage oder im Rahmen von Artikel 3g der Richtlinie 2003/87/EG genehmigten Überwachungsplans, die dazu führen könnte, dass die Anlage bzw. der Luftfahrzeugbetreiber von der zuständigen Behörde anders behandelt wird;

▼B

- 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.

▼M2

6. Im Zusammenhang mit Emissionen und Tonnenkilometerdaten aus Luftverkehrstätigkeiten gelten folgende Begriffsbestimmungen:
 - a) „Abflugflugplatz“: der Flugplatz, an dem ein Flug, der eine Luftverkehrstätigkeit gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG darstellt, beginnt;
 - b) „Ankunftsflugplatz“: der Flugplatz, an dem ein Flug, der eine Luftverkehrstätigkeit gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG darstellt, endet;
 - c) „Flugplatzpaar“: ein aus einem Abflug- und einem Ankunftsflugplatz bestehendes Paar;

▼M2

- d) „Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage“: die Unterlagen gemäß den Vorgaben in den internationalen oder einzelstaatlichen Bestimmungen zur Umsetzung der Normen und Verfahrensempfehlungen (Standards and Recommended Practices — SARPs) in Anhang 6 (Betrieb von Luftfahrzeugen) des Übereinkommens von Chicago (¹), einschließlich gemäß den Vorgaben in der Verordnung (EWG) Nr. 3922/91 des Rates („EU-OPS“) in der Fassung der Verordnung (EG) Nr. 859/2008 der Kommission vom 20. August 2008, Anhang III Abschnitt J, oder in äquivalenten internationalen Regelungen;
- e) „Fluggäste“: die während eines Fluges an Bord befindlichen Personen mit Ausnahme des Bordpersonals;
- f) „Nutzlast“: Gesamtmasse der während eines Fluges an Bord beförderten Fracht, Post, Fluggäste und Gepäckstücke;
- g) „Flugstrecke“: die Großkreisentfernung zwischen Abflug- und Ankunftsflughafen zuzüglich eines zusätzlichen unveränderlichen Faktors von 95 km;
- h) „Tonnenkilometer“: eine über eine Entfernung von einem Kilometer beförderte Tonne Nutzlast.

▼M3

7. Für Treibhausgasemissionen aus der Abscheidung, dem Transport und der geologischen Speicherung gelten die folgenden Begriffsbestimmungen:
 - a) „geologische Speicherung von CO₂“: geologische Speicherung von CO₂ im Sinne von Artikel 3 Nummer 1 der Richtlinie 2009/31/EG;
 - b) „Speicherstätte“: eine Speicherstätte im Sinne von Artikel 3 Nummer 3 der Richtlinie 2009/31/EG;
 - c) „Speicherkomplex“: ein Speicherkomplex im Sinne von Artikel 3 Nummer 6 der Richtlinie 2009/31/EG;
 - d) „CO₂-Transport“: CO₂-Transport in Pipelines zwecks geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte;
 - e) „Transportnetz“: ein Transportnetz im Sinne von Artikel 3 Nummer 22 der Richtlinie 2009/31/EG;
 - f) „CO₂-Abscheidung“: Abscheidung von CO₂ aus Gasströmen, das anderenfalls emittiert würde, zwecks Transport und geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte;
 - g) „Abscheidungsanlage“: eine Anlage, mit der CO₂ abgeschieden wird;
 - h) „diffuse Emissionen“: unregelmäßige oder unbeabsichtigte Emissionen aus nicht lokalisierten Quellen oder aus Quellen, die zu vielfältig oder zu klein sind, um einzeln überwacht zu werden, wie Emissionen aus ansonsten intakten Dichtungen, Ventilen, Zwischenverdichterstationen und Zwischenspeichern;
 - i) „abgelassene Emissionen“: Emissionen, die absichtlich an einer vorgegebenen Emissionsstelle aus einer Anlage freigesetzt werden;
 - j) „Wassersäule“: Wassersäule im Sinne von Artikel 3 Nummer 2 der Richtlinie 2009/31/EG;
 - k) „tertiäre Kohlenwasserstoffförderung“: die Förderung von Kohlenwasserstoffen über die Förderung durch das Einpumpen von Wasser oder anderen Mitteln hinaus;
 - l) „Leckage“: im Kontext der geologischen Speicherung Leckage im Sinne von Artikel 3 Nummer 5 der Richtlinie 2009/31/EG.

(¹) Übereinkommen über die Internationale Zivilluftfahrt mit Anhängen, unterzeichnet in Chicago am 7. Dezember 1944.

▼B**3. GRUNDSÄTZE DER ÜBERWACHUNG UND BERICHTERSTATTUNG**

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

▼M1

Vollständigkeit. Bei der Emissionsüberwachung ►M2 einer Anlage oder eines Luftfahrzeugbetreibers ◀ und der entsprechenden Berichterstattung sind alle Prozess- und Verbrennungsemisionen aus sämtlichen Emissionsquellen und Brennstoff-/Materialströmen im Zusammenhang mit Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG und anderen gemäß Artikel 24 der Richtlinie einbezogenen relevanten Tätigkeiten sowie alle Treibhausgasemissionen, die für diese Tätigkeiten aufgelistet sind, zu berücksichtigen. Doppelerfassungen sind zu vermeiden.

▼B

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.

▼M2

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 Betreiber 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 oder eines Luftfahrzeugbetreibers gewährleisten.

▼B

Kosteneffizienz. Bei der Wahl einer Überwachungsmethode sind die Vorteile einer größeren Genauigkeit gegen den zusätzlichen Kostenaufwand abzuwegen. 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. ►M2 Was die Überwachungsmethode selbst betrifft, so sind die diesbezüglichen, an den Betreiber gerichteten Anleitungen in nachvollziehbarer und einfacher Form darzustellen; darüber hinaus sollten Doppelarbeiten vermieden und bereits in der Anlage vorhandene oder vom Luftfahrzeugbetreiber angewendete Systeme 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.

▼B

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****▼M2**

Die Emissionsüberwachung einer Anlage oder eines Luftfahrzeugbetreibers und die diesbezüglichen Emissionsberichte betreffen alle relevanten Treibhausgasemissionen aus allen Emissionsquellen und/oder Brennstoff-/Materialströmen, die den in der Anlage bzw. vom Luftfahrzeugbetreiber 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. Luftfahrzeugbetreiber tragen zudem dafür Sorge, dass dokumentierte Verfahren vorhanden sind, mit denen etwaige Veränderungen bei den aufgelisteten Emissionsquellen (z. B. Leasing oder Erwerb eines Luftfahrzeugs) aufgezeichnet werden, so dass die Vollständigkeit der Emissionsdaten gewährleistet ist und Doppelerfassungen vermieden werden.

▼B

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. ►**M2** Entsprechend sind alle Emissionsquellen und Brennstoff-/Materialströme für Tätigkeiten, die in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgelistet und die überwachungs- und berichterstattungspflichtig sind, in der Genehmigung anzugeben bzw. — bei Luftverkehrstätigkeiten — in das Monitoring-Konzept einzubeziehen. ◀ Gemäß Artikel 6 Absatz 2 Buchstabe c) der Richtlinie 2003/87/EG enthalten Genehmigungen für die Emission von Treibhausgasen Angaben zu Überwachungsauflagen, in denen Überwachungsmethode und -häufigkeit festgelegt sind.

▼M3

Werden Leckagen aus einem Speicherkomplex gemäß der Richtlinie 2009/31/EG festgestellt und führen diese zu Emissionen oder zur Abgabe von CO₂ in die Wassersäule, so werden diese als Emissionsquellen der betreffenden Anlage betrachtet und entsprechend gemäß Anhang XVIII überwacht. Sofern die zuständige Behörde dies genehmigt, kann die Leckage als Emissionsquelle ausgeschlossen werden, wenn Korrekturmaßnahmen gemäß Artikel 16 der Richtlinie 2009/31/EG getroffen wurden und keine weiteren Emissionen oder Abgaben in die Wassersäule aus der Leckage festgestellt werden können.

▼M2

Emissionen aus mobilen internen Verbrennungsmotoren für Beförderungszwecke sind von der Emissionsschätzung für Anlagen ausgenommen.

▼B

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.

▼B

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

▼M2

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

▼B

- 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 Doppel erfassungen 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. ►M2 Gemäß Artikel 3g der genannten Richtlinie übermitteln Luftfahrtzeugbetreiber der zuständigen Behörde einen Überwachungsplan, in dem Maßnahmen zur Überwachung und Berichterstattung hinsichtlich der Emissionen und Tonnenkilometerdaten enthalten 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.

▼M2

Die zuständige Behörde überprüft und genehmigt den vom Betreiber erstellten Überwachungsplan vor Beginn des Berichtszeitraums und erneut, wenn die von einer Anlage oder einem Luftfahrzeugbetreiber angewandte Überwachungsmethode in wesentlichen Punkten geändert wird. Sofern in einem tätigkeitsspezifischen Anhang so vorgeschrieben, wird der Überwachungsplan bis zu einem bestimmten Datum unter Verwendung einer Standardvorlage vorgelegt.

▼B

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;

▼M1

- g) einen Nachweis der Konformität mit den Unsicherheitsschwellenwerten für Tätigkeitsdaten und (ggf.) andere Parameter für die auf die einzelnen Stoffströme und/oder Emissionsquellen angewandten Ebenen;

▼B

- 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 Analysenmethoden 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;

▼M1

- m) eine Beschreibung der Verfahren für die Datenerhebung/-Datenverwaltung und der Kontrollaktivitäten sowie eine Beschreibung der Tätigkeiten (siehe Abschnitt 10 Nummern 1-3 und Anhang XIII Abschnitt 8);

▼B

- 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 ;

▼M3

- o) ggf. den Standort der Temperatur- und Druckmessgeräte im Transportnetz;
- p) ggf. Verfahren für die Verhinderung, Ermittlung und Quantifizierung von Leckagen aus Transportnetzen;
- q) im Falle von Transportnetzen Verfahren, die wirksam gewährleisten, dass CO₂ lediglich an Anlagen weitergeleitet wird, die über eine gültige Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen verfügen oder in denen das gesamte emittierte CO₂ gemäß Abschnitt 5.7 wirksam überwacht und verrechnet wird;
- r) bei der Weiterleitung von CO₂ gemäß Abschnitt 5.7 die Stammdaten der annehmenden und der weiterleitenden Anlagen. Im Falle von Anlagen mit einer Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen ist dies die in der Verordnung gemäß Artikel 19 der Richtlinie 2003/87/EG definierte Anlagenkennung;
- s) ggf. eine Beschreibung der Systeme zur kontinuierlichen Messung, die an den Stellen der CO₂-Weiterleitung zwischen CO₂ weiterleitenden Anlagen gemäß Abschnitt 5.7 verwendet werden;
- t) ggf. gemäß Anhang XVIII Verfahren für die Quantifizierung von Emissionen oder Abgaben von CO₂ in die Wassersäule aus potentiellen Leckagen sowie die angewandten und möglicherweise angepassten Verfahren für die Quantifizierung der tatsächlichen Emissionen oder Abgaben von CO₂ in die Wassersäule aus Leckagen.

▼B

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.

▼M3

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,
- einen Wechsel zwischen Berechnungs- oder Messmethodik für die Emissionsermittlung,
- eine Zunahme der Unsicherheit der Tätigkeitsdaten und ggf. anderer Parameter, wenn dies der Anwendung einer anderen Ebene gleichkommt,
- die Anwendung oder Anpassung eines Verfahrens zur Quantifizierung von Emissionen aus Leckagen in Speicherstätten.

▼B

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.

▼B

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

▼M2

Die Tätigkeitsdaten beruhen auf dem Brennstoffverbrauch. Soweit in diesen Leitlinien nicht anders geregelt, wird die eingesetzte Brennstoffmenge als Energiegehalt TJ ausgedrückt. Für einige besondere Tätigkeiten wird die Verwendung eines unteren Heizwertes für nicht erforderlich erachtet, sofern in den jeweiligen tätigkeitsspezifischen Anhängen angegeben ist, dass als t CO₂/Tonne Brennstoff ausgedrückte Emissionsfaktoren mit einem vergleichbaren Grad an Genauigkeit verwendet werden können. Der Emissionsfaktor wird als t CO₂/TJ ausgedrückt, soweit in diesen Leitlinien nicht anders geregelt. 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:

▼B

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

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:

▼B

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

Die Berechnung von Prozessemissionen wird in den tätigkeitsspezifischen Leitlinien (►M3 Anhänge II bis XI sowie XVI, XVII und XVIII ◀) näher erläutert. Nicht alle Berechnungsmethoden der ►M3 Anhänge II bis XI sowie XVI, XVII und XVIII ◀ verwenden einen Umsetzungsfaktor.

5.2. DAS EBENENKONZEPT

►M2 Die tätigkeitsspezifischen Leitlinien (►M3 Anhänge II bis XI sowie Anhänge XIV bis XVIII ◀) beschreiben verschiedene Methoden zur Bestimmung der folgenden Variablen: Tätigkeitsdaten (bestehend aus zwei Variablen — Brennstoff-/Materialstrom und unterer Heizwert), Emissionsfaktoren, Zusammensetzungsdaten, Oxidations- und Umsetzungsfaktoren sowie Nutzlast. ◀ 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 anlangt, 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 emissionsschwachen 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;

▼B

- 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/>

▼B

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.

▼B

	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

▼B

	Tätigkeitsdaten						Emissionsfaktor			Zusammensetzungsdaten			Umsetzungsfaktor		
	Materialstrom			Unterer Heizwert											
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
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
Erdalkalimetallocide	1	1	2	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	1	n.r.	n.r.	n.r.	1	1	2

▼B

	Tätigkeitsdaten						Emissionsfaktor			Zusammensetzungsdaten			Umsetzungsfaktor		
	Materialstrom			Unterer Heizwert											
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
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
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.

▼M2

5.3. DAS FALL-BACK-KONZEPT FÜR STATIONÄRE ANLAGEN

▼B

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 %

▼M2

5.4. TÄTIGKEITSDATEN VON STATIONÄREN ANLAGEN

▼B

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.

(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.

▼B

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).

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 nächstgeigneten Arbeitstag wählen, um ein Berichtsjahr vom folgenden abzgrenzen. 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 tCO₂/TJ (Emissionen aus der Verbrennung) bzw. als tCO₂/t oder tCO₂/Nm³ (Prozessemissionen) ausgedrückt.

▼M2

Um höchste Transparenz und weitestgehende Übereinstimmung mit nationalen Treibhausgasinventaren zu erreichen, wird für Emissionen aus der Verbrennung die Angabe von Emissionsfaktoren in t CO₂/t anstatt in t CO₂/TJ auf Fälle, in denen dem Anlagenbetreiber ansonsten unverhältnismäßig hohe Kosten entstehen würden, sowie auf in den tätigkeitspezifischen Anhängen dieser Leitlinien definierte Fälle begrenzt.

▼B

Zur Umrechnung des Kohlenstoffes in den jeweiligen CO₂-Wert wird der Faktor ⁽¹⁾3,664 [t CO₂/t C] zugrunde gelegt.

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

Biomasse gilt als CO₂-neutral. Daher findet auf Biomasse ein Emissionsfaktor von 0 [t CO₂/TJ oder t oder Nm³] Anwendung. Abschnitt 12 dieses Anhangs enthält eine Liste verschiedener Materialtypen, die als Biomasse gelten.

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

▼B

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 CO₂, das als Teil eines Brennstoffs (z. B. Gichtgas, Koksofengas oder Erdgas) in eine emissionshandelspflichtige Anlage weitergeleitet wird, wird in den Emissionsfaktor für diesen Brennstoff einzbezogen.

Vorbehaltlich der Genehmigung durch die zuständige Behörde kann inhärentes CO₂ 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.

▼M3

5.7 WEITERGELEITETES CO₂

Vorbehaltlich der Genehmigung der zuständigen Behörde können Anlagenbetreiber CO₂, das nicht aus einer Anlage emittiert, sondern

- als Reinsubstanz weitergeleitet oder direkt in Produkten oder als Einsatzmaterial verwendet bzw. gebunden wird oder
- an eine andere Anlage mit einer Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen weitergeleitet wird, soweit keine anderen Vorschriften gemäß Anhang XVII oder XVIII gelten,

von den errechneten 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 für jede Anlage, die CO₂ weitergeleitet oder empfangen hat, im Jahresemissionsbericht sowohl der weiterleitenden als auch der annehmenden Anlage als Memo-Item zu melden.

Im Falle einer Weiterleitung an eine andere Anlage muss die annehmende Anlage die empfangene Menge CO₂ zu ihren errechneten Emissionen addieren, soweit keine anderen Vorschriften gemäß Anhang XVII oder XVIII gelten.

▼M3

Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission gemäß Artikel 21 der Richtlinie 2003/87/EG die weiterleitenden und die annehmenden Anlagen mit. Wird CO₂ an eine Anlage weitergeleitet, die unter die genannte Richtlinie fällt, so identifiziert die weiterleitende Anlage die annehmende Anlage in ihrem Jahresemissionsbericht, indem sie die in der Verordnung gemäß Artikel 19 der Richtlinie definierte Kennnummer der Anlage anführt. Die annehmende Anlage identifiziert die weiterleitende Anlage auf dieselbe Weise.

Bei aus einer Anlage weitergeleiteten 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 Lösungsmittel eingesetzt wird;
- CO₂, das in Produkten oder als Ausgangsstoff für die chemische und Zellstoffindustrie eingesetzt und gebunden wird (z. B. für Harnstoff oder gefällte Karbonate);
- Karbonat, das im sprühgetrockneten Absorptionsprodukt (spray-dried absorption product, SDAP) bei der quasitrockenen Abgaswäsche gebunden wird;
- an Abscheidungsanlagen weitergeleitetes CO₂;
- aus Abscheidungsanlagen an Transportnetze weitergeleitetes CO₂;
- aus Transportnetzen an Speicherstätten weitergeleitetes CO₂.

Sofern keine anderen Anforderungen in den tätigkeitsspezifischen Anhängen gelten, wird die Masse des jährlich weitergeleiteten CO₂ oder Karbonats mit einer maximalen Unsicherheit von weniger als 1,5 % bestimmt, und zwar entweder direkt anhand von Volumen- und Massenstrommessgeräten oder durch Wiegen oder aber indirekt aus der Masse des jeweiligen Produktes (z. B. Karbonat oder Harnstoff), soweit relevant und angemessen.

Wird die Menge des weitergeleiteten CO₂ sowohl in der weiterleitenden als auch in der annehmenden Anlage gemessen, so muss die Menge des weitergeleiteten CO₂ mit der Menge des empfangenen CO₂ identisch sein. Bleibt die Abweichung zwischen den beiden Messwerten innerhalb einer Spanne, die durch die Ungenauigkeit der Messsysteme erklärt werden kann, so nennt sowohl die weiterleitende als auch die annehmende Anlage in ihrem Emissionsbericht das arithmetische Mittel der beiden Messwerte. Der Emissionsbericht enthält eine Erklärung, aus der hervorgeht, dass dieser Wert mit dem Wert entweder der weiterleitenden oder der annehmenden Anlage abgeglichen wurde. Der Messwert wird in einem Memo-Item aufgeführt.

▼M3

Lässt sich die Abweichung zwischen den Messwerten nicht durch die Unsicherheitsmarge der Messsysteme erklären, so gleichen die Betreiber der betreffenden Anlagen die Messwerte durch konservative Anpassungen (d.h. unter Vermeidung einer zu niedrigen Schätzung der Emissionen) an. Die für die weiterleitenden und die annehmenden Anlagen zuständigen Prüfstellen überprüfen diese Angleichung, die der Genehmigung durch die zuständige Behörde bedarf.

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.

Wendet die weiterleitende Anlage ein Messverfahren an, so wird die Gesamtmenge des weitergeleiteten/empfangenen CO₂, das aus Biomasse generiert wurde, sowohl von der weiterleitenden als auch von der annehmenden Anlage als Memo-Item gemeldet. Von der annehmenden Anlage werden keine eigenen Messungen für diesen Zweck verlangt, sie meldet vielmehr die von der weiterleitenden Anlage ermittelte Menge CO₂ aus Biomasse.

▼M26. **MESSMETHODIK FÜR STATIONÄRE ANLAGEN****▼B**6.1. **ALLGEMEINES****▼M1**

Wie bereits in Abschnitt 4.2 erläutert, können Emissionen von Treibhausgasen an allen oder ausgewählten Emissionsquellen durch kontinuierliche Emissionsmesssysteme (KEMS) ermittelt werden, wobei nach standardisierten oder anerkannten Methoden vorzugehen ist. Voraussetzung ist, dass der Anlagenbetreiber vor Beginn des Berichtszeitraums von der zuständigen Behörde die Bestätigung erhalten hat, dass kontinuierliche Messung nachweislich genauere Ergebnisse erzielt als die Berechnung auf Basis der höchsten Genauigkeitsebenen. Die Anhänge XII und XIII dieser Leitlinien enthalten genaue Vorgaben für Messmethoden. Die Mitgliedstaaten teilen der EU-Kommission gemäß Artikel 21 der Richtlinie 2003/87/EG mit, welche Anlagen als Teil ihres Monitoring-Konzepts kontinuierliche Messsysteme anwenden.

▼B

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“;

▼B

- ISO 10396:2006 „Emissionen aus stationären Quellen — Probennahme 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

▼M1

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 höchsten Ebenen gemäß den Anhängen XII und XIII wählen.

▼B

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).

▼M1

Für den Berichtszeitraum 2008-2012 ist für CO₂-Emissionen zumindest Ebene 2 gemäß Anhang XII und sind für N₂O-Emissionen die Mindestebenen gemäß Anhang XIII anzuwenden, sofern dies technisch machbar ist.

▼B

6.3. WEITERE VERFAHREN UND ANFORDERUNGEN

▼M1a) *Häufigkeit der Probenahmen*

Gemäß den Anhängen XII und XIII 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 vorliegen, gilt die Stunde als verloren. Wann immer keine gültigen Stundendaten errechnet werden können, sind nach Maßgabe dieses Abschnitts Ersatzwerte zu berechnen.

▼Bb) *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:

▼Bi) **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,

$\sigma_{C_}$ = 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.

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****▼M1**

Flankierend zur Emissionsermittlung durch Messung gemäß den Anhängen XII und XIII werden die Jahresemissionen der betreffenden THG nach einer der folgenden Berechnungsmethoden bestimmt:

▼B

- 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.

▼B

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 ►M3 Anhängen II bis XI sowie den Anhängen XVI, XVII und XVIII ◀ 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.

▼M1

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 (außer im Falle der Überwachung gemäß Anhang XIII).

▼B

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.

▼M2

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 bzw. — bei Luftverkehrstätigkeiten — aus dem Überwachungsplan des Luftfahrzeugbetreibers hervorgehen, genehmigt. Im Zuge dieser Genehmigung billigt die zuständige Behörde gleichzeitig auch die Unsicherheiten, die aus der korrekten Anwendung der genehmigten Überwachungsmethode entstehen. Dies ergibt sich aus dem Inhalt der Genehmigung bzw. — bei Luftverkehrstätigkeiten — aus dem genehmigten Überwachungsplan. 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.

▼B

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 Ebenenkonzeptes 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.

▼B

► **M2** In allen anderen Fällen ist der Betreiber gehalten, den Unsicherheitsgrad im Zusammenhang mit der Bestimmung von Tätigkeitsdaten für jeden Stoffstrom schriftlich zu belegen, um Übereinstimmung mit den in den ► **M3** Anhängen II bis XI sowie in den Anhängen XIV bis XVIII ◀ 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

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

▼B

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.

7.2. MESSUNG

▼M1

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) oder er muss eine Messmethode gemäß Anhang XIII anwenden. Um der zuständigen Behörde diesen Nachweis zu erbringen, melden die Anlagenbetreiber die quantitativen Ergebnisse einer umfassenderen Unsicherheitsanalyse, wobei unter Berücksichtigung von EN 14181 folgenden Unsicherheitsquellen Rechnung getragen wird:

▼B

- 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.

▼B8. **BERICHTERSTATTUNG****▼M2**

Anhang IV der Richtlinie 2003/87/EG regelt die Berichterstattung für Anlagen und Luftfahrzeugbetreiber. 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. Ist in einem tätigkeitsspezifischen Anhang ein Berichtsformat vorgegeben, so ist für die Berichterstattung dieses Format zu verwenden und müssen die darin vorgeschriebenen Angaben gemacht werden.

▼B

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 Vorjahrs 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 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 Umsetzungsfaktoren), 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;

⁽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.

▼B

- (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 ▶M3 Anhängen I bis XI sowie XVI, XVII und XVIII ◀ 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 ;

▼M3

- (10) gegebenenfalls die Menge CO₂, die an andere Anlagen weitergeleitet oder von anderen Anlagen empfangen wurde, unter Angabe der in der Verordnung gemäß Artikel 19 der Richtlinie 2003/87/EG definierten Kennnummer der Anlage.

Die zuständige Behörde kann den Betreibern von CO₂-Speicherstätten gestatten, nach deren Schließung vereinfachte Emissionsberichte vorzulegen, die mindestens die in den Nummern 1 und 9 genannten Angaben enthalten, sofern die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen keine Emissionsquellen enthält.

▼B

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 Energieagentur 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.

▼B

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 Abfallverzeichnisses“ 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.

▼M1

Emissionen werden gerundet in Tonnen CO₂ oder CO_{2(Ä)} mitgeteilt (Beispiel: 1 245 978 Tonnen). Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren und Oxidations- oder Umsetzungsfaktoren sind so zu runden, dass die Werte nur für die Emissionsberechnung bzw. die Berichterstattung signifikante Stellen aufweisen.

▼M2

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 Schadstofffreisetzung- und verbringungsregisters (EPRTR) übermittelt werden, zu gewährleisten, sind alle in einer Anlage oder von einem Luftfahrtzeugbetreiber durchgeführten Tätigkeiten gegebenenfalls mit den Codes der beiden folgenden Berichterstattungssysteme auszuweisen:

▼B

- 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 Schadstofffreisetzung- und -verbringungsregisters (siehe Abschnitt 15.2 dieses Anhangs).

9. **AUFBEWAHRUNG VON INFORMATIONEN****▼M2**

Die Betreiber dokumentieren und archivieren die Daten aus der Überwachung der Treibhausgasemissionen der Anlage bzw. des Luftfahrtzeugbetreibers 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, damit der jährliche Emissionsbericht, den der Anlagen- bzw. Luftfahrtzeugbetreiber gemäß Artikel 14 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG vorlegt, nach den Kriterien gemäß Anhang V der Richtlinie geprüft werden kann.

▼B

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

⁽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).

▼B

Damit die Prüfstelle oder sonstige Dritte die Emissionsbestimmung nachvollziehen können, bewahren die ►**M2** Betreiber ▲ 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;

▼M2

- Dokumentation des Verfahrens zur Ermittlung von Tätigkeitsdaten für die Anlage bzw. den Luftfahrzeugbetreiber und ihre Stoffströme;

▼B

- 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.

▼M2

Für Luftverkehrstätigkeiten müssen zusätzlich die folgenden Informationen aufbewahrt werden:

- die Liste der eigenen oder geleasten Luftfahrzeuge und der erforderliche Nachweis für die Vollständigkeit dieser Liste;
- die Liste der in jedem Berichtszeitraum erfassten Flüge und der erforderliche Nachweis für die Vollständigkeit dieser Liste;
- die Daten, die zur Ermittlung der Nutzlast und der Flugstrecke für die Jahre, für die Tonnenkilometerdaten gemeldet werden, verwendet wurden;
- Dokumentation des im Falle von Datenlücken gegebenenfalls angewandten Konzepts sowie die Daten, die beim Auftreten von Datenlücken verwendet wurden, um diese zu schließen.

▼M3

Zu der Abscheidung, dem Transport und der geologischen Speicherung von CO₂ müssen zusätzlich die folgenden Informationen aufbewahrt werden:

- gegebenenfalls die Dokumentation der Menge CO₂, die Anlagen zur geologischen Speicherung von CO₂ in den Speicherkomplex injiziert haben;
- gegebenenfalls repräsentativ aggregierte Druck- und Temperaturdaten aus dem Transportnetz;
- gegebenenfalls eine Kopie der Speichergenehmigung, einschließlich des genehmigten Überwachungsplans gemäß Artikel 9 der Richtlinie 2009/31/EG;
- gegebenenfalls die Berichte gemäß Artikel 14 der Richtlinie 2009/31/EG;
- gegebenenfalls die Berichte über die Ergebnisse der Inspektionen gemäß Artikel 15 der Richtlinie 2009/31/EG;
- gegebenenfalls eine Dokumentation über Korrekturmaßnahmen, die gemäß Artikel 16 der Richtlinie 2009/31/EG getroffen wurden.

▼B

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.

▼B

Das Kontrollsyste 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 Kontrollsyste 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 Kontrollsyste, 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 Kontrollsyste 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 Kontrollsyste 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;

▼B

- 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 schlägen 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 Authentifikationsergebnisse 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 ►M2 in einer Anlage oder von einem Luftfahrzeugbetreiber ▲ 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;

▼B

- 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 (Gehrät, 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.

▼B

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.

▼M2

Der Betreiber legt der Prüfstelle den Emissionsbericht, eine Kopie des oder der genehmigten Überwachungspläne sowie alle weiteren Informationen vor, die von Belang sein könnten.

▼B

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;

▼M2

- alle in der Anlage bzw. vom Luftfahrzeugbetreiber durchgeführten Tätigkeiten kennen, ebenso wie die Emissionsquellen und Stoffströme innerhalb der Anlage bzw. im Rahmen der relevanten Luftverkehrstätigkeiten des Luftfahrzeugbetreibers, 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 bzw. der Luftfahrzeugbetreiber operiert;

▼B

- das Monitoringkonzept, den Datenfluss und das Kontrollsyste des Anlagenbetreibers, einschließlich der Gesamtorganisation in Bezug auf Überwachung und Berichterstattung, verstehen;

▼B

- den in Tabelle 3 vorgegebenen Wesentlichkeitsgrad anwenden.

▼M2*Tabelle 3*

	Wesentlichkeitsgrad
Anlagen der Kategorie A und B bzw. Luftfahrzeugbetreiber mit jährlichen Emissionen von 500 kt CO ₂ oder weniger	5 %
Anlagen der Kategorie C bzw. Luftfahrzeugbetreiber mit jährlichen Emissionen von mehr als 500 kt CO ₂	2 %

▼B

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 Prüfsprogramm 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;

▼B

- 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.

▼B

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

▼M2

Flugbenzin (AvGas)	70,0	44,3
Jetbenzin (JET B)	70,0	44,3
Jetkerosin (JET A1 oder JET A)	71,5	44,1

▼B

Schieferöl	73,3	38,1
Gas/Dieselkraftstoff	74,0	43,0
Rückstandsöl	77,3	40,4
Flüssiggas	63,0	47,3
Ethan	61,6	46,4

▼B

Brennstofftyp	Emissionsfaktor tCO ₂ /TJ	Unterer Heizwert(H _u) (TJ/Gg)
	2006 IPCC-Leitlinien (ausgenommen Biomasse)	2006 IPCC-Leitlinien
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-Halbferti- gerzeugnis (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
Patent fuels (Press- kohle, 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

▼B

Brennstofftyp	Emissionsfaktor tCO ₂ /TJ	Unterer Heizwert(H _u) (TJ/Gg)
	2006 IPCC-Leitlinien (ausgenommen Biomasse)	2006 IPCC-Leitlinien
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:

▼B***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,
- Deponegas,
- 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.

▼B***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*) entsprechend.

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“;

▼B

- 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.

▼B

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 Prozessemmissionsfaktors 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.

▼B

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.

▼M1

13.5. KRITERIEN FÜR DIE BESTIMMUNG VON BRENNSTOFF- UND MATERIALEIGENSCHAFTEN UND FÜR DIE KONTINUIERLICHE EMISSIONSMESSUNG

13.5.1. *INANSPRUCHNAHME AKKREDITIERTER LABORATORIEN*

Das Labor (einschließlich anderer Dienstleistungserbringer), das mit der Bestimmung des Emissionsfaktors, des unteren Heizwertes, des Oxidationsfaktors, des Kohlenstoffgehalts, des Biomasseanteils oder von Zusammensetzungsdaten oder mit der Durchführung von Kalibrierungen und relevanten Prüfungen der KEMS-Geräte beauftragt wird, sollte gemäß EN ISO 17025:2005 („Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien“) akkreditiert sein.

▼B

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. ►M2 Eine Liste der betreffenden Laboratorien und Analyseverfahren ist in den Überwachungsplan 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.

▼B

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 GASCHROMATOGRAPHEN*

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 Kalibriegasen 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**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 Jahresschnittschnitt 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

▼B

Brennstoff/Material	Häufigkeit der Analysen
Kohle, Kokskohle, 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
Karbonatmineralien (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**

► **M2** Sofern in einem tätigkeitsspezifischen Anhang nicht anders geregelt, sind für die Berichterstattung 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)	
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	

▼B

Anlagenstammdaten	Antwort
4.3 Telefon	
4.4 Fax	
4.5 E-Mail	
5. Berichtsjahr	
6. Art der durchgeföhrten 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 EPRTR meldepflichtig ist und entsprechend der Genehmigung der Anlage nicht mehr als eine EPRTR-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 EPRTR-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.

▼B

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)	

▼B

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			

▼M1

- 14.7. BERICHTERSTATTUNG ÜBER N₂O-EMISSIONEN AUS ANLAGEN FÜR DIE HERSTELLUNG VON SALPETERSÄURE, ADIPINSÄURE, CAPROLACTAM, GLYOXAL UND GLYOXYLSÄURE

Emissionen aus Anhang-I-Tätigkeiten — Salpetersäure, Adipinsäure usw.

Kategorien	IPCC-CRF-Kategorie — Prozessemissionen	IPPC-Code der EPRTR-Kategorie	Angewandte Überwachungsme-thode und Ebene	Ebenen geändert? Ja/Nein	Produktions-rate t/Jahr und t/Std.	Unsicherheit des Abgasstroms (jährlicher Stun-denmittel-wert oder Jahresgesamtwert) in %	Unsicherheit der N ₂ O-Konzentra-tion (jährli-cher Stun-denmittel-wert oder Jahresgesamtwert) in %	Unsicherheit der Jahresgesamtemissio-nen (soweit erforderlich) in %	Unsicherheit des jährlichen Stun-denmittel-werts der Emissionen in %	Emission t/Jahr	Jährlicher Stundenmit-telwert der Emissionen (in kg/Std.)	Angewand-tes GWP	Emissionen t CO ₂ (A) und CO ₂ /Jahr
Tätigkeiten													
Tätigkeit 1													
Tätigkeit 2													
Tätigkeit N													
Gesamt-emissionen in t CO ₂ (A) und t CO ₂ /Jahr													

▼B**15. KATEGORIEN FÜR DIE BERICHTERSTATTUNG**

Emissionen werden entsprechend dem Berichtsformat und dem IPPC-Code gemäß Anhang I der EPRTR-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,
- 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) Mineralölraffinerien
- 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

▼M2**3. Verkehr**

- a) Zivilluftfahrt

▼B**4. Andere Sektoren**

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

⁽¹⁾ UNFCCC (1999): FCCC/CP/1999/7.

▼B5. **Andere (¹)**

- a) Stationär
- b) Mobil

B. Flüchtige Emissionen aus Brennstoffen1. **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

▼B

C Abfallverbrennung (¹)

MEMO-ITEMS

CO₂-Emissionen aus Biomasse

▼M2

Internationale Bunker, Luftverkehr

▼B

- (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)	Wärmekraftwerke 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: <ul style="list-style-type: none"> i) Warmwalzen ii) Schmieden mit Hämmern iii) Aufbringen von schmelzflüssigen metallischen Schutzschichten
d)	Eisenmetallgießereien
e)	Anlage: <ul style="list-style-type: none"> i) zur Gewinnung von Nichteisenrohmetallen aus Erzen, Konzentratoren 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

▼B

Nr.	Tätigkeit
3.	Bergbau
a)	Untertagebau und verwandte Vorgänge
b)	Tagebau
c)	Anlage zur Herstellung von: — Zementklinker in Drehrohröfen — Kalk in Drehrohröfen — Zementklinker oder Kalk in anderen Industrieöfen
d)	Anlagen zur Gewinnung von Asbest und zur Herstellung von Asbest-Erzeugnissen
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) Nichtmetalle, Metalloxiden oder sonstigen anorganischen Verbindungen wie Kalziumkarbid, Silizium, Siliziumkarbid

▼B

Nr.	Tätigkeit
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 Siedlungsabwässer
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
8.	Tierische und pflanzliche Produkte aus dem Lebensmittel- und Getränkesektor
a)	Schlachthöfe
b)	Behandlung und Verarbeitung für die Herstellung von Nahrungsmittel- und Getränkeprodukten aus: — 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

▼B

Nr.	Tätigkeit
c)	Anlagen zur Oberflächenbehandlung von Stoffen, Gegenständen oder Erzeugnissen unter Verwendung organischer Lösungsmittel, insbesondere zum Appretieren, Bedrucken, Be-schichten, 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.

▼B*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.

▼B2.1. 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:

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

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.

▼B*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

Tätigkeitspezifische 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:

▼B*Ebene 1*

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

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 oxidiert kohlenstoffhaltiger Gase. Zusammensetzungsdaten werden nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13 ermittelt.

2.1.1.2. MASSENBILANZANSATZ: RUSS ERZEUGENDE ANLAGEN UND GASAUFBEREITUNGSSATIONEN

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:

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

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.

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

▼B*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:

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

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.

CO₂-Emissionen = Tätigkeitsdaten * Emissionsfaktor * 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**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 [t CO₂/Nm³_{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 CO₂-Emissionen aus dem Abgasstrom infolge des Einsatzes von Karbonat für die SO₂-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 ± 7,5 %.

▼Bb) ***Emissionsfaktor:****Ebene 1*

Die Emissionsfaktoren werden in Einheiten CO₂-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 CaCO₃- und MgCO₃-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 = [M _{CO₂}]/ {Y * [M _x] + Z * [M _{CO₃²⁻}]}	X = Erdalkali- oder Alkalimetalle 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

Berechnungsmethode B „Gips“

Die Emissionsberechnung erfolgt auf Basis der Menge des erzeugten Gipes:

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.

▼B*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 Kracken 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 CO₂ = t CO * 1,571.

▼B

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. Wasserstofferzeugung 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.

▼B*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 einzbezogen 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.

▼B

- *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:

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

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 ± 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 ± 2,5 % bestimmt.

Ebene 4

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 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:

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

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.

▼B*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. Roher Koksofengas enthält als Teil des Prozess-Outputs viele kohlenstoffhaltige Bestandteile, darunter Kohlendioxid (CO_2), Kohlenmonoxid (CO), Methan (CH_4) und Kohlenwasserstoffe (C_xH_y).

Die CO_2 -Gesamtemission aus Kokereien wird nach folgender Formel berechnet:

$$\begin{aligned}\text{CO}_2\text{-Emission [t CO}_2\text{]} = & \sum (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{INPUT}} * \text{Emissionsfaktor}_{\text{INPUT}}) \\ & - \sum (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{OUTPUT}} * \text{Emissionsfaktor}_{\text{OUTPUT}})\end{aligned}$$

wobei:

a) ***Tätigkeitsdaten***

$\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{INPUT}}$ können Kohle als Rohmaterial, Koksgrus, Petrolkoks, Öl, Gichtgas, Koksofengas u. ä., $\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{OUTPUT}}$ 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 $\pm 7,5\%$ bestimmt.

Ebene 2

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

Ebene 3

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

Ebene 4

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

▼B

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.

▼B*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 Prozessemisionen der Anlage einzogen 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 Rüst-, 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:

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

▼B

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:

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

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 $\pm 5\%$ 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:

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

▼B*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:

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

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

▼B

Emissionsfaktor	
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.

▼B*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 Prozessemisionen 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:

▼B

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

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:

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

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:

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

▼B*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 Probennahme 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:

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

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.

▼B*Ebene 4*

Der Massenstrom in die und aus der Anlage während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 1,5\%$ 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-Blassstahlwerken	1,28	t CO ₂ /t	IPCC GL 2006

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

▼B

Emissionsfaktor	Wert	Einheit	Herleitung des Emissionsfaktors
Petrolkokks	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.

▼B*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, Petrokok, 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:

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

▼B

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 Ausschüttungen aufgrund von Rückgut oder Bypass-Material vermieden werden. Die Nettorohmehlmenge lässt sich anhand eines anlagen-spezifischen 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.

▼B*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:

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

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):

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

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.

▼Bb) *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 STAUBABScheidungen

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.

Berechnung: CO₂-Emissionen_{Staub} = Tätigkeitsdaten * Emissionsfaktor

▼B

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 $\pm 15\%$ bestimmt.

▼B

Ebene 2

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

▼B*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 Doppelerafassungen oder Auslassungen aufgrund von Rückgut oder Bypass-Material zu vermeiden.

▼B*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 $\pm 5\%$.

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.

▼B**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:

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

a) Tätigkeitsdaten*Ebene 1*

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

Ebene 2

Der Anlagenbetreiber berechnet die Menge des im Berichtszeitraum erzeugten Kalkes [t] mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als ± 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 Erdalkaloxid]
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.

▼B

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 Rohmaterialekarbonate 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.

▼B*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 Prozessemisionen 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 Erdalkalikarbonaten 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 Erdalkalikarbonate, durch karbonatfreies Altglas (Bruchglas) ergänzt.

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

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

▼B

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 ± 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 ± 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	

▼B

Karbonat	Emissionsfaktor [t CO ₂ /t Karbonat]	Anmerkungen
NaHCO ₃	0,524	
allgemein: X _Y (CO ₃) _Z	Emissionsfaktor = [M _{CO2}]/{Y * [M _X] + Z * [M _{CO3²⁻}]}	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 _{3²⁻} = 60 [g/mol]

2.2. MESSUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Es gelten die Leitlinien für Messungen gemäß Anhang I.

▼B*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 Abgaswäscherprozessen 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 naturbelassinem Ton und immer dann anzuwenden, wenn Tone oder Zusatzstoffe mit hohem Gehalt an organischen Stoffen verwendet werden.

▼B**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 Mineral-talk 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:

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

wobei:

a) ***Tätigkeitsdaten***

Diese Anforderungen gelten für jedes relevante kohlenstoffhaltige Rohmaterial (ausgenommen Brennstoffe), wie beispielsweise Ton oder Zusatzstoffe, wobei Doppel erfassungen 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]	

▼B

Karbonate	Stöchiometrische Faktoren	
Allgemein: $X_Y(CO_3)_Z$	Emissionsfaktor = $[M_{CO_2}]/\{Y * [M_x] + Z * [M_{CO_3^{2-}}]\}$	X = Erdalkali- oder Alkalimetall M_x = Molekulargewicht von X in [g/mol] M_{CO_2} = Molekulargewicht von CO_2 = 44 [g/mol] $M_{CO_3^{2-}}$ = Molekulargewicht von CO_3^{2-} = 60 [g/mol]

Ebene 1

Für die Berechnung des Emissionsfaktors wird anstelle von Analyseergebnissen ein konservativer Wert von 0,2 Tonnen $CaCO_3$ (entspricht 0,08794 Tonnen CO_2) 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- CO_2 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:

$$CO_2\text{-Emission [t } CO_2] = \sum \{Tätigkeitsdaten * Emissionsfaktor * Umsetzungsfaktor\}$$

▼B

wobei:

a) **Tätigkeitsdaten**

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

Ebene 1

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

Ebene 2

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

Ebene 3

Die Gesamtmasse während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 2,5\%$ 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 = $[M_{CO_2}] / \{Y * [M_x] + Z * [M_O]\}$	$X = \text{Erdalkali- oder Alkalimetall}$ $M_x = \text{Molekulargewicht von } X \text{ in [g/mol]}$ $M_{CO_2} = \text{Molekulargewicht von CO}_2 = 44 \text{ [g/mol]}$ $M_O = \text{Molekulargewicht von O} = 16 \text{ [g/mol]}$ $Y = \text{stöchiometrischer Wert von } X$ $= 1 \text{ (für Erdalkalimetalle)}$ $= 2 \text{ (für Alkalimetalle)}$ $Z = \text{stöchiometrischer Wert von O} = 1$

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.

▼B*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 Luftschatstoffen 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 ± 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.

▼B*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 gefälltem 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 Abläufen 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.

▼B

Die CO₂-Emissionen werden nach folgender Formel berechnet:

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

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_{CO₂}/t_{CaCO₃}] und [t_{CO₂}/t_{Na₂CO₃}] 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.

▼M3*ANHANG XII***Leitlinien für die Bestimmung von Emissionen oder Mengen weitergeleiteter Treibhausgase durch kontinuierliche Messung****1. SYSTEMGRENZEN UND ANWENDUNG DER KUMULIERRUNGSREGEL**

Dieser Anhang gilt für Emissionen von Treibhausgasen aus allen Tätigkeiten, die unter die Richtlinie 2003/87/EG fallen. Emissionen können innerhalb einer Anlage aus verschiedenen Quellen austreten.

Darüber hinaus gilt dieser Anhang für die Systeme zur kontinuierlichen Messung, die zur Bestimmung der CO₂-Ströme in Pipelines verwendet werden, insbesondere wenn sie für die Weiterleitung von CO₂ zwischen Anlagen z. B. für die Abscheidung, den Transport und die geologische Speicherung von CO₂ verwendet werden. Für diesen Zweck gelten Verweise auf Emissionen in Anhang I Abschnitte 6 und 7.2 als Verweise auf die gemäß Anhang I Abschnitt 5.7 weitergeleitete Menge CO₂.

2. BESTIMMUNG VON TREIBHAUSGASEMISSIONEN*Ebene 1:*

Für jede Messstelle muss während des Berichtszeitraums für alle Emissionen oder CO₂-Ströme zusammengerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als ± 10 % erreicht werden.

Ebene 2:

Für jede Messstelle muss während des Berichtszeitraums für alle Emissionen oder CO₂-Ströme zusammengerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als ± 7,5 % erreicht werden.

Ebene 3:

Für jede Messstelle muss während des Berichtszeitraums für alle Emissionen oder CO₂-Ströme zusammengerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als ± 5 % erreicht werden.

Ebene 4:

Für jede Messstelle muss während des Berichtszeitraums für alle Emissionen oder CO₂-Ströme zusammengerechnet eine Gesamtunsicherheit von weniger als ± 2,5 % erreicht werden.

Allgemeiner Ansatz

Die während des Berichtszeitraums aus einer Emissionsquelle insgesamt emittierten Treibhausgase (THG) oder die durch die Messstelle geleitete Menge CO₂ werden anhand der nachstehenden Formel bestimmt. Gibt es in einer Anlage mehrere Emissionsquellen, die nicht als einzige Quelle gemessen werden können, so werden die aus diesen Quellen emittierten Gase separat gemessen und zur Summe der Gesamtemissionen des betreffenden Gases in der gesamten Anlage im Berichtszeitraum zusammengefasst.

$$\text{THG}_{\text{insg jahr}} [\text{t}] = \sum_{i=1}^{\text{Betriebsstunden pro Jahr}} \text{THG - Konzentration}_i * \text{Abgasstrom}_i$$

Die Parameter THG-Konzentration und Abgasstrom werden gemäß Anhang I Abschnitt 6 bestimmt. Auf die Messung von weitergeleitetem CO₂ in Pipelines wird Anhang I Abschnitt 6 gegebenenfalls so angewandt, als wäre die Messstelle eine Emissionsquelle. Für solche Messstellen wird keine flankierende Berechnung gemäß Abschnitt 6.3 Buchstabe c verlangt.

THG-Konzentration

Die THG-Konzentration im Abgas wird durch kontinuierliche Messung an einer repräsentativen Messstelle bestimmt. Die THG-Konzentration kann nach zwei Verfahren gemessen werden:

▼M3**VERFAHREN A**

Die THG-Konzentration wird direkt gemessen.

VERFAHREN B

Bei sehr hoher THG-Konzentration wie in Transportnetzen darf die THG-Konzentration anhand der Massenbilanz berechnet werden, wobei die gemessenen Konzentrationswerte aller anderen im Monitoringkonzept der Anlage vorgesehenen Komponenten des Gasstroms berücksichtigt werden:

$$\text{THG - Konzentration [\%]} = 100 \% - \sum_i \text{Konz. der Komponente}_i [\%]$$

Abgasstrom

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

VERFAHREN A

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

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

VERFAHREN B

Der Abgasstrom Q_e wird durch kontinuierliche Messung des Durchflusses an einer repräsentativen Messstelle bestimmt.

▼M1*ANHANG XIII*

Tätigkeitsspezifische Leitlinien für die Bestimmung von Stickoxid-(N₂O)-Emissionen aus der Herstellung von Salpetersäure, Adipinsäure, Caprolactam, Glyoxal und Glyoxylsäure

1. SYSTEMGRENZEN UND VOLLSTÄNDIGKEIT

Die in diesem Anhang festgelegten tätigkeitsspezifischen Leitlinien dienen der Überwachung von N₂O-Emissionen aus der Herstellung von Salpetersäure, Adipinsäure, Caprolactam, Glyoxal und Glyoxylsäure in gemäß Artikel 24 der Richtlinie 2003/87/EG einbezogenen relevanten Anlagen.

Für jede Tätigkeit, bei der N₂O emittiert wird, werden alle N₂O-Emissionsquellen im Rahmen von Herstellungsprozessen erfasst, einschließlich bei der Herstellung entstehender N₂O-Emissionen, die durch Emissionsminderungsvorrichtungen geleitet werden, u. a.

- bei der Salpetersäureherstellung — N₂O-Emissionen aus der katalytischen Oxidation von Ammoniak und/oder aus NO_x/N₂O-Minderungsanlagen;
- bei der Adipinsäureherstellung — N₂O-Emissionen, auch solche aus der Oxidationsreaktion, der direkten Prozessentlüftung und/oder Emissionsminderungsvorrichtungen;
- bei der Glyoxal- und Glyoxylsäureherstellung — N₂O-Emissionen, auch solche aus Prozessreaktionen, der direkten Prozessentlüftung und/oder Emissionsminderungsvorrichtungen;
- bei der Caprolactam-Herstellung — N₂O-Emissionen, auch solche aus Prozessreaktionen, der direkten Prozessentlüftung und/oder Emissionsminderungsvorrichtungen.

Die Vorschriften gelten nicht für N₂O-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen.

Etwaige relevante CO₂-Emissionen, die sich unmittelbar aus dem Herstellungsprozess ergeben (und die nicht bereits unter das EU-EHS fallen) und in die Genehmigung der betreffenden Anlage zur Emission von Treibhausgasen einbezogen sind, werden nach Maßgabe dieser Leitlinien überwacht und berichtet.

Anhang I Abschnitt 16 gilt nicht für die Überwachung von N₂O-Emissionen.

2. BESTIMMUNG VON CO₂(Å)- und N₂O-EMISSIONEN

2.1. N₂O-JAHREMISSIONEN

N₂O-Emissionen aus der Salpetersäureherstellung werden durch kontinuierliche Emissionsmessung bestimmt (außer im Fall von De-minimis-Quellen — siehe Abschnitt 6.3).

N₂O-Emissionen aus der Herstellung von Adipinsäure, Caprolactam, Glyoxal und Glyoxylsäure werden im Falle geminderter Emissionen durch kontinuierliche Emissionsmessung und im Falle vorübergehend ungeminderter Emissionen durch Berechnung (auf Basis eines Massenbilanzansatzes — siehe Abschnitt 2.6) überwacht.

Die jährliche N₂O-Gesamtemission aus der betreffenden Anlage entspricht der Summe der jährlichen N₂O-Emissionen aus allen Emissionsquellen der Anlage zusammengerechnet.

Für jede Emissionsquelle, deren Emissionen kontinuierlich gemessen werden, gilt als Jahresgesamtemission die nach folgender Formel berechnete Summe aller stündlichen Emissionen:

$$\text{N}_2\text{O-Emissionen}_{\text{jährlich}} [\text{t}] = \sum [\text{N}_2\text{O-Konz}_{\text{stündlich}} [\text{mg/Nm}^3] \times \text{Abgasstrom}_{\text{stündlich}} [\text{Nm}^3/\text{h}]] \times 10^{-9}$$

▼M1

wobei:

$N_2O\text{-Emissionen}_{\text{jährlich}}$ = jährliche N_2O -Gesamtemission aus der betreffenden Emissionsquelle (t N_2O),

$N_2O\text{-Konz}_{\text{stündlich}}$ = stündliche N_2O -Konzentration (in mg/Nm³) im Abgasstrom, gemessen während des Betriebs der Anlage,

Abgasstrom = Abgasstrom, wie nachstehend (in Nm³/h) für jede stündliche Konzentration berechnet.

2.2. STÜNDLICHE N_2O -EMISSIONEN

Der jährliche Stundenmittelwert der N_2O -Emissionen wird für jede Quelle, deren Emissionen kontinuierlich gemessen werden, nach folgender Formel berechnet:

$$N_2O\text{-Emissionen}_{\text{Std.-Mittelwert}}[\text{kg}/\text{Std.}] = \frac{\sum(N_2O\text{-Konz}_{\text{stündl.}}[\text{mg}/\text{Nm}^3] \times \text{Abgasstrom} [\text{Nm}^3/\text{Std.}]) \times 10^{-6}}{\text{Betriebsstunden} [\text{Std.}]}$$

wobei:

$N_2O\text{-Emissionen}_{\text{Stundenmittelwert}}$ = jährlicher Stundenmittelwert der N_2O -Emissionen (kg/h) aus der betreffenden Quelle,

$N_2O\text{-Konz}_{\text{stündlich}}$ = stündliche N_2O -Konzentration (mg/Nm³) im Abgasstrom, gemessen während des Betriebs der Anlage,

Abgasstrom = Abgasstrom, wie nachstehend (Nm³/h) für jede stündliche Konzentration berechnet.

Die Gesamtunsicherheit des jährlichen Stundenmittelwertes der Emissionen aus den einzelnen Emissionsquellen darf die nachstehenden Ebenenwerte nicht überschreiten. Die Anlagenbetreiber müssen stets das höchste Ebenenkonzept wählen. Nur wenn der zuständigen Behörde glaubhaft nachgewiesen werden kann, dass die höchste Ebene aus technischen Gründen nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßig hohen Kosten führt, kann auf die nächstniedrigere Ebene zurückgegriffen werden. Für den Berichtszeitraum 2008-2012 ist als Minimum Ebene 2 anzuwenden, es sei denn, dies ist aus technischen Gründen nicht machbar.

Sollte die Anwendung von mindestens der Ebene 1 aus technischen Gründen nicht machbar sein oder zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen (De-Minimis-Quellen ausgenommen), so muss der Anlagenbetreiber gemäß Anhang XII Abschnitt 2 die geeignete Ebene für die gesamte Jahresemission aus der betreffenden Emissionsquelle anwenden und diese Anwendung nachweisen. Für den Berichtszeitraum 2008-2012 ist mindestens Ebene 2 anzuwenden, es sei denn, dies ist aus technischen Gründen nicht machbar. Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission gemäß Artikel 21 der Richtlinie 2003/87/EG mit, welche Anlagen diesen Ansatz anwenden.

Ebene 1:

Für jede Emissionsquelle muss für den jährlichen Stundenmittelwert der Emissionen eine Gesamtunsicherheit von weniger als ± 10 % erreicht werden.

Ebene 2:

Für jede Emissionsquelle muss für den jährlichen Stundenmittelwert der Emissionen eine Gesamtunsicherheit von weniger als ± 7,5 % erreicht werden.

Ebene 3:

Für jede Emissionsquelle muss für den jährlichen Stundenmittelwert der Emissionen eine Gesamtunsicherheit von weniger als ± 5 % erreicht werden.

▼M1**2.3. STÜNDLICHE N₂O-KONZENTRATIONEN**

Die stündlichen N₂O-Konzentrationen [mg/Nm³] im Abgasstrom aus jeder Emissionsquelle werden bestimmt durch kontinuierliche Messung an einer repräsentativen Stelle nach der NO_x/N₂O-Emissionsminderungsvorrichtung (soweit Emissionen gemindert werden).

Eine geeignete Messtechnik ist u. a. die IR-Spektroskopie; gemäß Anhang I Abschnitt 6.1 Absatz 2 können jedoch andere Methoden angewandt werden, sofern sie den für N₂O-Emissionen verbindlichen Unsicherheitswert erzielen. Die angewandten Techniken müssen in der Lage sein, die N₂O-Konzentrationen sowohl geminderter als auch ungeminderter Emissionen (z. B. wenn Emissionsminderungsvorrichtungen ausfallen und die Konzentrationen steigen) aus sämtlichen Quellen zu messen. Nimmt die Unsicherheit bei solchen Ausfällen zu, sind diese bei der Unsicherheitsbewertung zu berücksichtigen.

Alle Messungen werden auf Trockengas bezogen und konsequent berichtet.

2.4. BESTIMMUNG DES ABGASSTROMS

Zur Messung des Abgasstroms für die Zwecke der Überwachung von N₂O-Emissionen sind die Methoden zur Überwachung des Abgasstroms gemäß Anhang XII anzuwenden.

Auf die Herstellung von Salpetersäure findet Methode A Anwendung, es sei denn, dies ist technisch nicht möglich; in diesem Falle kann auf eine alternative Methode, z. B. einen auf ausschlaggebenden Parametern (wie dem Ammoniak-Einsatz) basierenden Massenbilanzansatz oder die Abgasstrombestimmung durch kontinuierliche Messung des Emissionsstromes, zurückgegriffen werden, sofern sie von der zuständigen Behörde als Teil der Prüfung des Überwachungsplans und der darin vorgesehenen Methodik zugelassen ist.

Für andere Tätigkeiten können andere in Anhang XII beschriebene Methoden zur Überwachung von Abgasströmen angewandt werden, sofern sie von der zuständigen Behörde als Teil der Prüfung des Überwachungsplans und der darin vorgesehenen Methodik zugelassen sind.

Methode A — Herstellung von Salpetersäure

Der Abgasstrom wird nach folgender Formel berechnet:

$$V_{\text{Abgasstrom}} [\text{Nm}^3/\text{Std.}] = V_{\text{Luft}} \times (1 - O_2, \text{Luft}) / (1 - O_2, \text{Abgas})$$

wobei:

V_{Luft} = Gesamtzuluftstrom in Nm³/Std. unter Normbedingungen,

O_2, Luft = Volumenfraktion O₂ in Trockenluft [= 0,2095],

O_2, Abgas = Volumenfraktion O₂ im Abgas.

V_{Luft} wird als Summe aller Luftströme berechnet, die der Salpetersäureanlage zugeführt werden.

Soweit im Überwachungsplan nicht anders geregelt, wendet die Anlage folgende Formel an:

$$V_{\text{Luft}} = V_{\text{prim}} + V_{\text{sek}} + V_{\text{Sperr}}$$

wobei:

V_{prim} = primärer Zuluftstrom in Nm³/Std. unter Normbedingungen,

V_{sek} = sekundärer Zuluftstrom in Nm³/Std. unter Normbedingungen,

V_{Sperr} = Sperrluftstrom in Nm³/Std. unter Normbedingungen.

▼M1

V_{prim} wird bestimmt durch kontinuierliche Messung des Luftstroms vor der Vermischung mit Ammoniak. V_{sek} wird durch kontinuierliche Luftstrommessung beispielsweise vor der Wärmerückgewinnungseinheit bestimmt. V_{Sperr} entspricht dem im Rahmen des Salpetersäure-Herstellungsprozesses eingesetzten Sperrluftstrom (soweit relevant).

Für Zuluftströme, die zusammengerechnet weniger als 2,5 % des Gesamtluftstroms ausmachen, kann die zuständige Behörde zur Bestimmung dieser Luftstromrate Schätzmethoden akzeptieren, die der Anlagenbetreiber auf Basis bewährter Praktiken vorschlägt.

Der Anlagenbetreiber weist anhand von Messungen unter normalen Betriebsbedingungen nach, dass der gemessene Abgasstrom homogen genug ist, um die Anwendung der vorgeschlagenen Messmethode zu ermöglichen. Bestätigt sich der Abgasstrom im Zuge dieser Messungen als nicht homogen, so ist dies bei der Entscheidung über geeignete Überwachungsmethoden und bei der Berechnung der Unsicherheit in den N₂O-Emissionen zu berücksichtigen.

Alle Messungen werden auf Trockengas bezogen und konsequent berichtet.

2.5. SAUERSTOFF (O₂)

Sauerstoffkonzentrationen im Abgas werden gemessen, soweit dies zur Berechnung des Abgasstromes gemäß Abschnitt 2.4 erforderlich ist. Es gelten die Vorschriften für Konzentrationsmessungen gemäß Anhang I Abschnitt 6. Als Messtechniken geeignet sind unter anderem das paramagnetische Wechseldruck-Messprinzip, die magnetische Drehwaage oder die Zirkondioxidsonde. Bei der Bestimmung der Unsicherheit in N₂O-Emissionen wird die Unsicherheit von O₂-Konzentrationsmessungen mitberücksichtigt.

Alle Messungen werden auf Trockengas bezogen und systematisch mitgeteilt.

2.6. BERECHNUNG VON N₂O-EMISSIONEN

Bei bestimmten, periodisch auftretenden ungeminderten N₂O-Emissionen aus der Herstellung von Adipinsäure, Caprolactam, Glyoxal und Glyoxylsäure (z. B. ungeminderte Emissionen aus der Ableitung (Lüftung) von Gas aus Sicherheitsgründen und/oder wenn die Emissionsminderungsvorrichtung ausfällt) können diese Emissionen, wenn eine kontinuierliche N₂O-Emissionsüberwachung technisch nicht möglich ist, nach einem Massenbilanzansatz berechnet werden. Die Berechnungsmethode beruht auf der höchstmöglichen Rate der N₂O-Emissionen aus der chemischen Reaktion zum Zeitpunkt und während der Dauer der Emission. Der jeweilige Berechnungsansatz wird von der zuständigen Behörde als Teil der Prüfung des Überwachungsplans und der darin vorgesehenen Methoden zugelassen.

Die Unsicherheit bei allen für eine bestimmte Emissionsquelle berechneten Emissionen wird bei der Bestimmung der Unsicherheit des jährlichen Stundenmittelwertes für die Emissionsquelle berücksichtigt. Auf berechnete Emissionen oder wenn zur Bestimmung der N₂O-Emissionen Berechnung und kontinuierliche Messung kombiniert werden, werden dieselben Ebenen angewandt wie für Emissionen, die vollständig durch kontinuierliche Messung bestimmt werden.

3. BERECHNUNG DER JÄHRLICHEN CO₂-ÄQUIVALENTE (CO₂(Å))

Die jährliche N₂O-Gesamtemission aus allen Emissionsquellen zusammengerechnet (gemessen in Tonnen und auf drei Dezimalstellen gerundet) werden nach folgender Formel in jährliche CO₂-Äquivalente (gerundete Tonnen) umgerechnet:

$$\text{CO}_2(\text{\AA}) [\text{t}] = \text{N}_2\text{O}_{\text{j\"ahrlich}}[\text{t}] \times \text{GWP}_{\text{N}_2\text{O}}$$

▼M1

Für Emissionen im Zeitraum 2008-2012 wird das Erderwärmungspotenzial (Global Warming Potential, GWP) $GWP_{N_2O} = 310 \text{ t CO}_2\text{-Äquivalente/t N}_2O$ zugrunde gelegt, das dem im Zweiten Bewertungsbericht des Weltklimarates angegebenen Wert (1995 IPCC GWP value) entspricht.

Die von allen Emissionsquellen insgesamt generierten jährlichen Gesamt-CO₂-Äquivalente und etwaige direkte CO₂-Emissionen aus anderen Emissionsquellen (soweit sie unter die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen fallen) werden den von der betreffenden Anlage generierten jährlichen CO₂-Gesamtemissionen zugeschlagen und für Berichterstattungszwecke und zur Abgabe von Zertifikaten verwendet.

4. BESTIMMUNG TÄTIGKEITSBEZOGENER PRODUKTIONSRATEN

Produktionsraten werden anhand der täglichen Produktionsmeldungen und Betriebstunden berechnet.

5. MONITORING-KONZEPT1

Zusätzlich zu den Anforderungen gemäß Anhang I Abschnitt 4.3 Buchstaben a, b, c, d, j, k, m und n enthalten Monitoring-Konzepte für unter diesen Anhang fallende Anlagen folgende Angaben:

- a) alle relevanten Emissionspunkte bei Normbetrieb, bei eingeschränktem Betrieb und in Übergangsphasen (z. B. Ausfallperioden oder Phasen der Inbetriebnahme), eingezeichnet in ein Prozessdiagramm;
- b) angewandte Methodik und Parameter zur Bestimmung der für die Produktion verwendeten Materialmenge (z. B. Ammoniak) und der Höchstmaterialmenge bei voller Auslastung;
- c) angewandte Methodik und Parameter zur Bestimmung der als stündliche Fracht erzeugten Produktmenge, ausgedrückt als stündlich produzierte(s) Salpetersäure (100 %), Adipinsäure (100 %), Glyoxal und Glyoxylsäure bzw. Caprolactam;
- d) angewandte Methodik und Parameter zur Bestimmung der N₂O-Konzentration im Abgasstrom aus jeder Emissionsquelle, Messbereich und Unsicherheit der Methode sowie Angaben zu etwaigen alternativen Methoden, die anzuwenden sind, wenn die Konzentrationen aus dem Messbereich herausfallen, und zu den Situationen, in denen es dazu kommen kann;
- e) angewandte Methodik zur Bestimmung des Gesamtvolumens des Abgasstroms (ausgedrückt in Nm³/Stunde) aus jeder Emissionsquelle sowie Messbereich und Unsicherheit der Methode. Soweit der Wert durch Berechnung bestimmt wird, Angaben zu jedem überwachten Abgasstrom;
- f) die angewandte Berechnungsmethode zur Bestimmung der N₂O-Emissionen aus bei der Adipinsäure-, Caprolactam-, Glyoxal- und Glyoxylsäureherstellung periodisch auftretenden, ungeminderten Quellen;
- g) die Art und Weise oder der Umfang, in der bzw. dem die Anlage bei unterschiedlicher Last funktioniert und die Form des Betriebsmanagements;
- h) die Methode und etwaige Berechnungsformeln zur Bestimmung der jährlichen N₂O-Emissionen aus jeder Emissionsquelle;
- i) die Prozessbedingungen, die von den Normbedingungen abweichen, eine Angabe zur potenziellen Häufigkeit und Dauer derartiger Bedingungen sowie eine Angabe zum Volumen der N₂O-Emissionen unter abweichenden Prozessbedingungen (z. B. Ausfall der Emissionsminde rungvorrichtung);
- j) das Bewertungsverfahren, mit dem nachgewiesen wird, dass der Unsicherheitswert für die Ebene gemäß Abschnitt 2 dieses Anhangs eingehalten und die Ebene erreicht wird;

▼M1

- k) der in kg/N₂O je Stunde ausgedrückte Wert, der gemäß Anhang I Abschnitt 6.3 Buchstaben a und b bestimmt wurde, für den Fall, dass das Messinstrument ausfällt oder gestört ist;
- l) Angaben zu etwaigen Abweichungen von den Anforderungen allgemeiner Normen wie EN 14181 und ISO 14956:2002.

Zusätzlich zu den Anforderungen gemäß Anhang I Abschnitt 4.3 ist für wesentliche Änderungen der Überwachungsmethodik als Teil des Überwachungsplans in folgenden Fällen die Genehmigung der zuständigen Behörde erforderlich:

- bei signifikanten Änderungen des Betriebsablaufs der Anlage, die die Gesamtmenge der N₂O-Emissionen, die N₂O-Konzentration, die Abgasstromrate oder andere Abgasparameter betreffen, vor allem, wenn Vorrichtungen zur Minderung der N₂O-Emissionen installiert oder ersetzt werden;
- bei Änderungen der Methoden zur Bestimmung der N₂O-Emissionen, einschließlich Änderungen der kontinuierlichen Messung von Konzentrationen, Sauerstoffkonzentrationen und des Abgasstroms, oder Änderungen der Berechnungsmethode, die die Gesamtunsicherheit der Emissionen nachhaltig beeinflussen;
- bei Änderungen der zur Bestimmung der Jahresemissionen und/oder der Produktion von Salpetersäure, Adipinsäure, Caprolactam, Glyoxal und Glyoxylsäure angewandten Parameter;
- bei Änderungen der Unsicherheitsbewertung.

6. ALLGEMEINES

6.1. HÄUFIGKEIT DER PROBENAHMEN

Gültige Stundenmittelwerte werden gemäß Anhang I Abschnitt 6.3 Buchstabe a errechnet für

- die N₂O-Konzentration im Abgas;
- den Gesamtabgasstrom, soweit er direkt gemessen wird und dies erforderlich ist;
- sämtliche Gasströme und Sauerstoffkonzentrationen, die zur indirekten Bestimmung des Gesamtabgasstroms erforderlich sind.

6.2. FEHLENDE DATEN

Bei fehlenden Daten gelten die Verfahrensvorschriften gemäß Anhang I Abschnitt 6.3 Buchstaben a und b. Fehlen Daten aufgrund des Ausfalls einer Emissionsminderungs-vorrichtung, so wird davon ausgegangen, dass die Emissionen während der betreffenden Stunde ungemindert waren, sind entsprechend Ersatzwerte zu berechnen.

Der Anlagenbetreiber trifft alle praktischen Vorkehrungen um sicherzustellen, dass die Geräte zur kontinuierlichen Emissionsüberwachung in keinem Kalenderjahr für länger als eine Woche ausfallen. Sollte dies dennoch vorkommen, so informiert der Anlagenbetreiber umgehend die zuständige Behörde.

6.3. DE-MINIMIS-N₂O-QUELLEN

„De-minimis-Brennstoff-/Materialströme“ entsprechen im Falle von N₂O-Emissionsquellen einem oder mehreren emissionsschwachen ungeminderten Stoffströmen, die der Anlagenbetreiber auswählt und die kumuliert jährlich höchstens 1 000 Tonnen CO_{2(Å)} freisetzen oder die jährlich weniger als 20 000 Tonnen CO_{2(Å)} emittieren und für weniger als 2 % der jährlichen CO_{2(Å)}-Gesamtemissionen dieser Anlage verantwortlich sind.

▼M1

Vorbehaltlich der Genehmigung durch die zuständige Behörde kann der Anlagenbetreiber zum Zwecke der Überwachung und Berichterstattung für De-minimis-N₂O-Ströme seine eigene ebenenunabhängige Schätzmethode anwenden.

6.4. FLANKIERENDE BERECHNUNG VON EMISSIONEN

Berichtete N₂O-Emissionen (bestimmt durch kontinuierliche Messung und Berechnung) werden gemäß Anhang I Abschnitt 6.3 Buchstabe c bestätigt anhand von Produktionsdaten, der IPCC-Leitlinien 2006 und des „Horizontalen Ansatzes“ gemäß Anhang I Abschnitt 10.3.3.

7. UNSICHERHEITSBEWERTUNGEN

Die zum Nachweis der Einhaltung der maßgeblichen Ebenen gemäß Abschnitt 2 erforderlichen Unsicherheitsbewertungen erfolgen durch Fehlerfortpflanzungsberechnung, wobei der Unsicherheit aller maßgeblichen Elemente der Emissionsberechnung Rechnung getragen wird. Bei kontinuierlicher Messung sollten folgende Unsicherheiten nach den Normen EN 14181 und ISO 14956:2002 bewertet werden:

- die spezifizierte Unsicherheit der Geräte für kontinuierliche Messungen, einschließlich Probenahmen;
- die Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Kalibrierung und
- jede zusätzliche Unsicherheit im Zusammenhang mit der Art der Anwendung der Überwachungsinstrumente in der Praxis.

Zur Berechnung der Gesamtunsicherheit gemäß Abschnitt 2.2 werden stündliche N₂O-Konzentrationen im Sinne von Abschnitt 2.3 herangezogen. Ausschließlich zum Zwecke der Unsicherheitsberechnung werden stündliche N₂O-Konzentrationen von weniger als 20 mg/Nm³ durch einen Standardwert von 20 mg/Nm³ ersetzt.

Im Rahmen der Qualitätssicherung und -kontrolle behandelt und verringert der Anlagenbetreiber die verbleibenden Unsicherheiten der Emissionsdaten in seinem Emissionsbericht. Während der Prüfung kontrolliert die Prüfstelle die ordnungsgemäße Anwendung der genehmigten Überwachungsmethoden und bewertet die Handhabung und Verringerung der verbleibenden Unsicherheiten im Rahmen des vom Anlagenbetreiber angewandten Verfahrens zur Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle.

8. KONTROLLE UND PRÜFUNG

8.1. KONTROLLE

Zusätzlich zu den Anforderungen gemäß Anhang I Abschnitte 10.1, 10.2 und 10.3 gelten für die Qualitätssicherung folgende Verfahrensvorschriften:

- Die Qualitätssicherung der kontinuierlichen Messung der N₂O- und der Sauerstoffkonzentration erfolgt nach den Verfahrensvorschriften der Norm EN 14181;
- die installierten Messgeräte werden mittels Parallelmessungen alle drei Jahr kalibriert;
- soweit als Grundlage für die Kalibrierung der Geräte zur kontinuierlichen Emissionsüberwachung regelmäßig Emissionsgrenzwerte (emission limit values, ELV) verwendet werden und für N₂O oder O₂ keine ELV existieren, wird als Proxy-ELV-Wert der jährliche Mittelwert der Stundenkonzentration herangezogen;
- die QAL 2-Stufe sollte zusätzlich zum Messgas mit geeigneten Referenzgasen abgewickelt werden, um einen möglichst breiten Kalibrierbereich zu gewährleisten;

▼M1

- das Messgerät zur Messung des Abgasstromvolumens wird jährlich oder im Rahmen der Wartung der Einrichtung, je nach dem, welcher Zeitpunkt früher eintritt, kalibriert. Zur Qualitätssicherung des Abgasstromvolumens ist die EN 14181 nicht verbindlich;
- wird bei internen Prüfungen festgestellt, dass EN 14181 nicht eingehalten wurde oder eine Neukalibrierung vorzunehmen ist, wird dies der zuständigen Behörde umgehend mitgeteilt.

8.2. PRÜFUNG

Zusätzlich zu den Anforderungen gemäß Abschnitt 10.4 wird Folgendes kontrolliert:

- die ordnungsgemäße Anwendung der Anforderungen der Normen gemäß den Abschnitten 7 und 8.1 dieses Anhangs;
- Berechnungsansätze und Berechnungsergebnisse, soweit fehlende Daten durch Berechnungsdaten ersetzt wurden;
- die Plausibilität von berechneten Ersatzwerten und Messwerten;
- etwaige Vergleichsprüfungen zur Bestätigung von Emissionswerten und Berechnungsmethoden und die Berichterstattung über Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren u. Ä.

9. BERICHTERSTATTUNG

Die jährlichen N₂O-Gesamtemissionen werden in Tonnen (mit drei Dezimalstellen) und als CO₂(Ä) (in Tonnen, gerundet) mitgeteilt.

Zusätzlich zu den Anforderungen gemäß Anhang I Abschnitt 8 teilen die Betreiber von unter diesen Anhang fallenden Anlagen für ihre Anlagen Folgendes mit:

- a) die jährliche Betriebsdauer der Prozesseinheit und die Gesamtbetriebsdauer der Anlage;
- b) die Produktionsdaten für jede Einheit und die Methode zur Bestimmung der Produktmenge;
- c) die zur Quantifizierung jedes Parameters angewandten Messkriterien;
- d) die Unsicherheit jedes gemessenen und berechneten Parameters (einschließlich Gaskonzentrationen, Abgasstrom, berechnete Emissionen) und die resultierende Gesamtunsicherheit der stündlichen Fracht und/oder des Jahresemissionswertes;
- e) Angaben zu etwaigen Gerätestörungen, die die Emissionen beeinflusst und Emissions-/Abgasstrommessungen und -berechnungen beeinträchtigt haben, einschließlich der Zahl der Störungen, der betroffenen Stunden, der Dauer und der Daten der Störungen;
- f) Angaben über die Fälle, in denen die Vorschriften gemäß Abschnitt 6.2 dieses Anhang Anwendung finden mussten, einschließlich der Zahl dieser Fälle, der betroffenen Stunden, der angestellten Berechnungen und der verwendeten Ersatzwerte;
- g) die für etwaige Bestätigungsbewertungen gemäß Anhang I Abschnitt 6.3 Buchstabe c und Abschnitt 4.3 zur Kontrolle der N₂O-Jahresemissionen verwendeten Eingabedaten.

▼M2*ANHANG XIV***Tätigkeitsspezifische Leitlinien für die Bestimmung von Emissionen aus den Luftverkehrstätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG****1. SYSTEMGRENZEN UND ANWENDUNG DER KUMULIERUNGS-REGEL**

Die in diesem Anhang festgelegten tätigkeitsspezifischen Leitlinien dienen der Überwachung von und Berichterstattung über Emissionen aus Luftverkehrstätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG. Anhang II (Verbrennung von Brennstoffen) findet auf mobile Quellen wie z. B. Luftfahrzeuge keine Anwendung.

Erfasst werden alle Flüge gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG, die von einem Luftfahrzeugbetreiber während des Berichtszeitraums durchgeführt wurden. Zur Identifizierung des für einen Flug verantwortlichen Luftfahrzeugbetreibers im Sinne von Artikel 3 Buchstabe o der Richtlinie 2003/87/EG wird das für die Luftverkehrskontrolle (Air Traffic Control, ATC) verwendete Rufzeichen verwendet. Das Rufzeichen ist die ICAO-Kennung in Feld 7 des Flugplans oder, falls nicht verfügbar, das Zulassungskennzeichen des Luftfahrzeugs. Ist die Identität des Luftfahrzeugbetreibers nicht bekannt, so wird der Eigentümer des Luftfahrzeugs als Luftfahrzeugbetreiber angesehen, es sei denn, er weist der zuständigen Behörde nach, wer der Luftfahrzeugbetreiber war.

2. BESTIMMUNG VON CO₂-EMISSIONEN

CO₂-Emissionen aus Luftverkehrstätigkeiten werden nach folgender Formel berechnet:

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

2.1. WAHL DER METHODIK

Der Luftfahrzeugbetreiber legt im Überwachungsplan fest, welche Überwachungsmethodik für jeden Luftfahrzeugtyp verwendet wird. Plant der Luftfahrzeugbetreiber, geleasten oder sonstige Luftfahrzeuge eines Typs zu verwenden, der zum Zeitpunkt der Einreichung bei der zuständigen Behörde im Überwachungsplan noch nicht enthalten ist, so beschreibt er im Überwachungsplan das Verfahren, nach dem die Überwachungsmethodik für diese zusätzlichen Luftfahrzeugtypen festgelegt werden soll. Der Luftfahrzeugbetreiber gewährleistet, dass die einmal gewählte Überwachungsmethodik konsequent angewendet wird.

Der Luftfahrzeugbetreiber legt im Überwachungsplan für jeden Luftfahrzeugtyp Folgendes fest:

- a) die verwendete Berechnungsformel (Methode A oder Methode B);
- b) die Datenquelle, die für die Bestimmung der Daten über die getankte und die im Tank vorhandene Treibstoffmenge verwendet wird, sowie die Methoden für die Übermittlung, Speicherung und Abfrage dieser Daten;
- c) gegebenenfalls die Methode für die Bestimmung der Dichte. Bei Verwendung von Dichte-Temperatur-Korrelationstabellen gibt der Luftfahrzeugbetreiber die Quelle dieser Daten an

▼M2

In Bezug auf die Buchstaben b und c kann, sofern besondere Umstände dies erfordern (z. B. wenn Treibstofflieferanten nicht sämtliche vorgeschriebenen Daten für eine bestimmte Methode liefern können), die Liste der angewendeten Methoden eine Liste der für besondere Flugplätze geltenden Abweichungen von der allgemeinen Methodik enthalten.

2.2. TREIBSTOFFVERBRAUCH

Der Treibstoffverbrauch wird ausgedrückt als der im Berichtszeitraum verbrauchte Treibstoff in Masseneinheiten (Tonnen).

Der Treibstoffverbrauch wird für jeden Flug und für jeden Treibstoff überwacht und umfasst auch Treibstoffe, die vom Hilfsmotor verbraucht werden (gemäß der untenstehenden Berechnungsformel). Die getankte Treibstoffmenge kann anhand der vom Treibstofflieferanten gemessenen Menge bestimmt werden, die auf den Lieferscheinen oder Rechnungen für jeden Flug verzeichnet ist. Alternativ kann die getankte Treibstoffmenge auch durch die Bordmesssysteme des Luftfahrzeugs bestimmt werden. Es werden die Daten herangezogen, die vom Treibstofflieferanten gemeldet werden oder die in den Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage oder im technischen Log des Luftfahrzeugs aufgezeichnet sind oder die vom Luftfahrzeug an den Luftfahrzeugbetreiber elektronisch übermittelt werden. Die Treibstoffmenge im Tank kann durch die Bordmesssysteme des Luftfahrzeugs bestimmt und in den Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage oder im technischen Log des Luftfahrzeugs aufgezeichnet oder vom Luftfahrzeug an den Luftfahrzeugbetreiber elektronisch übermittelt werden.

Der Betreiber wählt diejenige Methode, die die vollständigsten und aktuellsten Daten mit dem niedrigsten Unsicherheitsgrad liefert, ohne unverhältnismäßige Kosten zu verursachen.

2.2.1. BERECHNUNGSFORMELN

Der tatsächliche Treibstoffverbrauch wird anhand einer der beiden folgenden Methoden berechnet:

METHODE A

Hierbei findet folgende Formel Anwendung:

Tatsächlicher Treibstoffverbrauch für jeden Flug (Tonnen) = Treibstoffmenge in den Luftfahrzeugtanks nach abgeschlossener Betankung für den betreffenden Flug (Tonnen) — Treibstoffmenge in den Luftfahrzeugtanks nach abgeschlossener Betankung für den Folgeflug (Tonnen) + Treibstoffbetankung für diesen Folgeflug (Tonnen)

Findet keine Betankung für den Flug oder den Folgeflug statt, so wird die Treibstoffmenge in den Luftfahrzeugtanks beim Block-off für den Flug bzw. den Folgeflug bestimmt. Im Ausnahmefall, dass ein Luftfahrzeug nach dem Flug, für den der Treibstoffverbrauch überwacht wird, andere Tätigkeiten als einen Flug ausführt (z. B. größere Wartungsarbeiten, die ein Entleeren der Tanks erfordern), kann der Luftfahrzeugbetreiber die „Treibstoffmenge in den Luftfahrzeugtanks nach abgeschlossener Betankung für den Folgeflug + Treibstoffbetankung für diesen Folgeflug“ durch die „in den Tanks zu Beginn der nachfolgenden Tätigkeit des Luftfahrzeugs verbliebene Treibstoffmenge“, wie sie in den technischen Logs aufgezeichnet ist, ersetzen.

▼M2**METHODE B**

Hierbei findet folgende Formel Anwendung:

Tatsächlicher Treibstoffverbrauch für jeden Flug (Tonnen) =
 beim Block-on am Ende des vorangegangenen Flugs in den
 Luftfahrzeugtanks verbliebene Treibstoffmenge
 (Tonnen) + Treibstoffbetankung für den Flug (Tonnen) —
 beim Block-on am Ende des Flugs in den Luftfahrzeugtanks
 verbliebene Treibstoffmenge (Tonnen)

Der Block-on kann als der Zeitpunkt angesehen werden, zu dem die Motoren abgestellt werden. Hat das Luftfahrzeug vor dem Flug, dessen Treibstoffverbrauch gemessen wird, keinen Flug ausgeführt, so kann der Luftfahrzeughalter anstelle der „beim Block-on am Ende des vorangegangenen Flugs in den Luftfahrzeugtanks verbliebenen Treibstoffmenge“ die am Ende der vorangegangenen Tätigkeit in den Luftfahrzeugtanks verbliebene, in den technischen Logs aufgezeichnete Treibstoffmenge angeben.

2.2.2. QUANTIFIZIERUNGSANFORDERUNGEN

Ebene 1

Der Treibstoffverbrauch während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 5,0\%$ bestimmt.

Ebene 2

Der Treibstoffverbrauch während des Berichtszeitraums wird mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von weniger als $\pm 2,5\%$ bestimmt.

Luftfahrzeughalter, die in der vorangegangenen Handelsperiode durchschnittliche Jahresemissionen (oder einen konservativen Schätz- oder Prognosewert, wenn keine Emissionsberichte vorliegen oder nicht mehr gültig sind) von 50 Kilotonnen fossilem CO₂ oder weniger gemeldet haben, wenden als Minimum Ebene 1 für emissionsstarke Stoffströme an. Alle anderen Luftfahrzeughalter wenden Ebene 2 für emissionsstarke Stoffströme an.

2.2.3. BRENNSTOFFDICHE

Wird die getankte oder die in den Tanks verbliebene Treibstoffmenge in Volumeneinheiten (Liter oder m³) bestimmt, so wandelt der Luftfahrzeughalter diese Menge anhand von realen Dichtewerten von Volumen in Masse um. Reale Dichte ist die in kg/Liter ausgedrückte, für die herrschende Temperatur bei der jeweiligen Messung bestimmte Dichte. Können keine Bordmesssysteme verwendet werden, so ist die reale Dichte die vom Treibstofflieferanten bei der Betankung bestimmte und auf der Rechnung bzw. dem Lieferschein verzeichnete Dichte. Liegen keine solchen Angaben vor, so wird die reale Dichte unter Verwendung von Standardtabellen für die Dichte-Temperatur-Korrelation anhand der vom Treibstofflieferanten mitgeteilten oder für den Flugplatz der Betankung spezifizierten Temperatur des Treibstoffs bei der Betankung bestimmt. Nur in Fällen, in denen der zuständigen Behörde nachgewiesen wird, dass keine realen Werte vorliegen, wird ein Standarddichtefaktor von 0,8 kg/Liter angewendet.

▼M2**2.3. EMISSIONSFAKTOR**

Für jeden Flugtreibstoff werden die folgenden als t CO₂/t Treibstoff ausgedrückten Referenzfaktoren verwendet, die auf den in Anhang I Abschnitt 11 als Referenz angegebenen unteren Heizwerten und Emissionsfaktoren basieren.

Tabelle 1
Emissionsfaktoren für Flugtreibstoffe

Treibstoff	Emissionsfaktor (t CO ₂ /t Treibstoff)
Flugbenzin (AvGas)	3,10
Jetbenzin (JET B)	3,10
Jetkerosin (JET A1 oder JET A)	3,15

Für die Berichterstattung wird dieses Konzept als Ebene 1 angesehen.

Für alternative Treibstoffe, für die keine Referenzwerte definiert wurden, werden tätigkeitsspezifische Emissionsfaktoren, wie in Anhang I Abschnitte 5.5 und 13 spezifiziert, bestimmt. In solchen Fällen wird der untere Heizwert als Memo-Item bestimmt und gemeldet. Enthält der alternative Treibstoff Biomasse, so gelten die in Anhang I festgelegten Überwachungs- und Berichterstattungsanforderungen betreffend den Biomasseanteil.

Für kommerziell gehandelte Treibstoffe können der Emissionsfaktor bzw. der dem Emissionsfaktor zugrunde liegende Kohlenstoffgehalt, der Biomasseanteil und der untere Heizwert aus den vom Treibstofflieferanten vorgelegten Rechnungsunterlagen für den betreffenden Treibstoff hergeleitet werden, vorausgesetzt die Berechnung erfolgt auf Basis von akzeptierten internationalen Normen.

3. UNSICHERHEITSBEWERTUNG

Der Luftfahrzeugbetreiber muss sich bei der Emissionsberechnung über die wichtigsten Unsicherheitsquellen im Klaren sein. Luftfahrzeugbetreiber sind nicht verpflichtet, eine ausführliche Unsicherheitsbewertung im Sinne von Anhang I Abschnitt 7.1 durchzuführen, sofern sie die Unsicherheitsquellen und den entsprechenden Unsicherheitsgrad angeben. Diese Angabe wird bei der Wahl der Überwachungsmethodik gemäß Abschnitt 2.2. herangezogen.

Wird die getankte Menge ausschließlich anhand der in Rechnung gestellten Treibstoffmenge oder anderer relevanter Informationen des Treibstofflieferanten wie Lieferscheine je Betankung und Flug bestimmt, so braucht für den entsprechenden Unsicherheitsgrad kein weiterer Nachweis erbracht zu werden.

Wird die getankte Menge anhand von Bordsystemen gemessen, so muss der den Treibstoffmesswerten entsprechende Unsicherheitsgrad durch Eichscheine bestätigt werden. Liegen keine Eichscheine vor, so sind die Luftfahrzeugbetreiber verpflichtet,

- die Spezifikationen des Luftfahrzeugherstellers für die Bestimmung des Unsicherheitsgrads von Bordsystemen für die Treibstoffmessung vorzulegen, und
- den Nachweis zu erbringen, dass das einwandfreie Funktionieren der Treibstoffmesssysteme routinemäßig kontrolliert wird.

▼M2

Unsicherheiten in Bezug auf alle anderen Elemente der Überwachungsmethodik können durch konservative Sachverständigenbeurteilung bestimmt werden, wobei der geschätzten Anzahl Flüge während des Berichtszeitraums Rechnung zu tragen ist. Die kumulative Wirkung der Elemente des Messsystems auf die Unsicherheit der jährlichen Tätigkeitsdaten muss nicht berücksichtigt werden.

Der Luftfahrzeugbetreiber nimmt regelmäßig Gegenprüfungen der auf den Rechnungen angegebenen Betankungsmenge und der durch Bordmesssysteme bestimmten Betankungsmenge vor und ergreift bei Feststellung von Abweichungen Korrekturmaßnahmen im Sinne von Abschnitt 10.3.5.

4. VEREINFACHTE VERFAHREN FÜR KLEINEMITTENTEN

Luftfahrzeugbetreiber, die in drei aufeinander folgenden Viermonatszeiträumen weniger als 243 Flüge je Zeitraum operieren sowie Luftfahrzeugbetreiber, die Flüge mit einer jährlichen Gesamtemission von weniger als 10 000 Tonnen CO₂/Jahr operieren, gelten als Kleinemittenten.

Luftfahrzeugbetreiber, bei denen es sich um Kleinemittenten handelt, können ihren Treibstoffverbrauch anhand von Eurocontrol-Instrumenten oder von Instrumenten einer anderen relevanten Organisation schätzen, die in der Lage sind, alle maßgeblichen Luftverkehrsinformationen wie Eurocontrol-Daten zu verarbeiten. Die jeweiligen Instrumente dürfen nur verwendet werden, wenn sie von der Kommission genehmigt wurden; dies gilt auch für die Anwendung von Berichtigungsfaktoren zum Ausgleich etwaiger Ungenauigkeiten in den Modellierungsmethoden.

Ein Luftfahrzeugbetreiber, der von dem vereinfachten Verfahren Gebrauch macht und den Schwellenwert für Kleinemittenten in einem Berichtsjahr überschreitet, teilt dies der zuständigen Behörde mit. Falls der Luftfahrzeugbetreiber der zuständigen Behörde nicht nachweist, dass der Schwellenwert ab den nachfolgenden Berichtszeiträumen nicht mehr überschritten wird, muss der Luftfahrzeugbetreiber sein Monitoringkonzept aktualisieren und die in den Abschnitten 2 und 3 festgelegten Überwachungsanforderungen erfüllen. Das überarbeitete Monitoringkonzept wird der zuständigen Behörde unverzüglich zur Genehmigung vorgelegt.

5. ANSÄTZE BEI DATENLÜCKEN

Der Luftfahrzeugbetreiber trifft alle erforderlichen Vorkehrungen und führt gemäß Anhang I Abschnitte 10.2 bis 10.3 dieser Monitoring-Leitlinien Kontrollen durch, um Datenlücken zu vermeiden.

Stellen eine zuständige Behörde, ein Luftfahrzeugbetreiber oder eine Prüfstelle fest, dass bei einem unter Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG fallenden Flug ein Teil der zur Emissionsbestimmung erforderlichen Daten fehlt, und zwar aufgrund von Umständen, die außerhalb der Kontrolle des Luftfahrzeugbetreibers liegen, und können diese Daten nicht nach einer im Monitoringkonzept vorgesehenen Alternativmethode ermittelt werden, so kann der Luftfahrzeugbetreiber die Emissionen für diesen Flug anhand der Instrumente gemäß Abschnitt 4 schätzen. Die Emissionsmenge, bei der ein solcher Ansatz Anwendung findet, ist im jährlichen Emissionsbericht anzugeben.

6. MONITORINGKONZEPT

Die Luftfahrzeugbetreiber legen der zuständigen Behörde ihre Überwachungspläne spätestens vier Monate vor Beginn des ersten Berichtszeitraums zur Genehmigung vor.

Die zuständige Behörde trägt dafür Sorge, dass der Luftfahrzeugbetreiber den Überwachungsplan vor Beginn jedes Handelszeitraums überprüft und gegebenenfalls einen überarbeiteten Plan vorlegt. Nach Vorlage des Überwachungsplans für die Emissionsberichterstattung ab 1. Januar 2010 wird der Plan vor Beginn des 2013 anlaufenden Handelszeitraums überprüft.

▼M2

Dabei prüft der Luftfahrzeugbetreiber zur Zufriedenheit der zuständigen Behörde, ob die Überwachungsmethodik geändert werden kann, um die Qualität der berichteten Daten zu verbessern, ohne dass dies zu unverhältnismäßig hohen Kosten führt. Etwaige Vorschläge zur Änderung der Überwachungsmethodik werden der zuständigen Behörde mitgeteilt. Wesentliche Änderungen der Überwachungsmethodik, die eine Aktualisierung des Überwachungsplans erforderlich machen, müssen von der zuständigen Behörde genehmigt werden. Wesentliche Änderungen umfassen unter anderem

- eine Änderung der durchschnittlichen berichteten Jahresemissionen, die erfordert, dass der Luftfahrzeugbetreiber eine andere als die in Abschnitt 2.2.2 vorgesehene Ebene anwenden muss;
- eine Änderung der Zahl der Flüge oder der Gesamtjahresemisionen, die dazu führt, dass der Luftfahrzeugbetreiber die Schwelle für Kleinemittenten gemäß Abschnitt 4 überschreitet;
- wesentliche Änderungen der Art der verwendeten Treibstoffe.

Abweichend von Anhang I Abschnitt 4.3 muss der Überwachungsplan folgende Angaben enthalten:

Für alle Luftfahrzeugbetreiber:

- (1) Angaben zur Identifizierung des Luftfahrzeugbetreibers, Rufzeichen oder sonstige für die Luftverkehrskontrolle verwendete individuelle Kennung, Kontaktangaben des Luftfahrzeugbetreibers und eines Bevollmächtigten, Kontaktanschrift;
- (2) Kennnummer der Fassung des Überwachungsplans;
- (3) eine erste Liste der Luftfahrzeugtypen in der Flotte, die zum Zeitpunkt der Vorlage des Überwachungsplans operierten, und Zahl der Luftfahrzeuge je Typ, sowie eine vorläufige Liste weiterer Luftfahrzeugtypen, die voraussichtlich verwendet werden, einschließlich, soweit vorhanden, die geschätzte Zahl der Luftfahrzeuge je Typ sowie die jedem Luftfahrzeugtyp zugeordneten Treibstoffströme (Treibstoffarten);
- (4) eine Beschreibung der Verfahren, Systeme und Zuständigkeiten für die Kontrolle der Vollständigkeit der Liste der Emissionsquellen im Überwachungsjahr, damit sichergestellt werden kann, dass die Emissionen der eigenen und geleaster Luftfahrzeuge vollständig überwacht und berichtet werden;
- (5) eine Beschreibung der Verfahren zur Überwachung der Vollständigkeit der Liste von Flügen, die unter der individuellen Kennung operieren, aufgeschlüsselt nach Flugplatzpaaren, und die Verfahren zur Bestimmung, ob Flüge unter Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG fallen; dabei ist auf Vollständigkeit zu achten und Doppelzählungen sind zu vermeiden;
- (6) eine Beschreibung der Datenerfassungs- und Datenbearbeitungstätigkeiten und der Kontrolltätigkeiten, der Qualitätskontroll- und Qualitäts sicherungstätigkeiten, einschließlich Wartung und Eichung der Messgeräte (siehe Anhang I Abschnitt 10.3);
- (7) ggf. Angaben über relevante Verbindungen zu Aktivitäten, die im Rahmen des Gemeinschaftssystems für das Umweltmanagement und die Umweltbetriebsprüfung (EMAS) und anderer Umweltmanagement-systeme (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.

▼M2

Zusätzlich zu den Vorgaben gemäß den Nummern 1 bis 7 muss der Überwachungsplan für alle Luftfahrzeugbetreiber, ausgenommen Kleinemittenten, die auf das vereinfachte Verfahren gemäß Abschnitt 4 zurückgreifen wollen, folgende Angaben enthalten:

- (8) eine Beschreibung der Methoden zur Überwachung des Treibstoffverbrauchs eigener und geleaster Luftfahrzeuge, einschließlich
 - a) der gewählten Methodik (Methode A oder Methode B) für die Berechnung des Treibstoffverbrauchs; wird eine Methode nicht auf alle Luftfahrzeugtypen angewandt, so ist dies zu begründen, und es ist eine Liste beizufügen, aus der hervorgeht, welche Methode unter welchen Bedingungen angewandt wird;
 - b) der Verfahren zur Messung der getankten und der in den Tanks vorhandenen Menge Treibstoff, einschließlich der gewählten Ebenen, einer Beschreibung der verwendeten Messinstrumente und der Verfahren für die Aufzeichnung, das Abrufen, die Übermittlung bzw. die Speicherung der Messdaten;
 - c) eines Verfahrens, mit dem sichergestellt werden soll, dass die Gesamtunsicherheit der Treibstoffmessungen den Anforderungen der gewählten Ebenen genügt; dabei ist auf Eichscheine für Messsysteme, nationale Gesetze, Klauseln in Kundenverträgen oder auf Genauigkeitsstandards von Treibstofflieferanten zu verweisen;
- (9) die Verfahren für die Messung der Dichte der getankten Menge und der in den Tanks vorhandenen Menge Treibstoff, einschließlich einer Beschreibung der verwendeten Messinstrumente oder — wenn eine Messung nicht möglich ist — des verwendeten Standardwertes sowie der Gründe für dieses Vorgehen;
- (10) die für die einzelnen Treibstofftypen verwendeten Emissionsfaktoren oder — bei alternativen Treibstoffen — die Methodik für die Bestimmung der Emissionsfaktoren, einschließlich des Ansatzes für Probenahmen, Analysemethoden, eine Beschreibung der in Anspruch genommenen Laboratorien und ihrer Akkreditierung und/oder Qualitätssicherungsverfahren.

Zusätzlich zu den Vorgaben gemäß den Nummern 1 bis 7 muss der Überwachungsplan im Falle von Kleinemittenten, die auf das vereinfachte Verfahren gemäß Abschnitt 4 zurückgreifen wollen, folgende Angaben enthalten;

- (11) den Nachweis, dass die Schwellenwerte für Kleinemittenten gemäß Abschnitt 4 erfüllt sind;
- (12) Angaben darüber, welches Instrument gemäß Abschnitt 4 verwendet wird, einschließlich einer Beschreibung dieses Instruments.

Die zuständige Behörde kann den Luftfahrzeugbetreiber verpflichten, für die Übermittlung des Überwachungsplans eine elektronische Vorlage zu verwenden. Die Kommission kann eine elektronische Standardvorlage oder eine Spezifikation für ein Dateiformat veröffentlichen. In diesem Falle muss die zuständige Behörde akzeptieren, dass Luftfahrzeugbetreiber diese Vorlage oder diese Spezifikation verwenden, es sei denn, die Vorlage der zuständigen Behörde verlangt zumindest dieselben Angaben.

7. BERICHTSFORMAT

Für die Berichterstattung über ihre Jahresemissionen verwenden die Luftfahrzeugbetreiber das Format gemäß Abschnitt 8. Die zuständige Behörde kann Luftfahrzeugbetreiber verpflichten, zur Übermittlung des jährlichen Emissionsberichts eine elektronische Vorlage zu verwenden. Die Kommission kann eine elektronische Standardvorlage oder eine Spezifikation für ein Dateiformat veröffentlichen. In diesem Falle muss die zuständige Behörde akzeptieren, dass Luftfahrzeugbetreiber diese Vorlage oder diese Spezifikation verwenden, es sei denn, die Vorlage der zuständigen Behörde verlangt zumindest dieselben Angaben.

▼M2

Emissionen werden als gerundete Tonnen CO₂ mitgeteilt. Emissionsfaktoren werden nur auf Dezimalstellen gerundet, die sowohl für die Emissionsberechnungen als auch für Berichterstattungszwecke signifikant sind. Zur Berechnung des Treibstoffverbrauchs je Flug werden alle signifikanten Dezimalstellen verwendet.

8. INHALT DES JÄHRLICHEN EMISSIONSBERICHTS

Die Luftfahrzeugbetreiber nehmen die folgenden Angaben in ihre jährlichen Emissionsberichte auf:

- (1) Angaben zur Identifizierung des Luftfahrzeugbetreibers gemäß Anhang IV der Richtlinie 2003/87/EG sowie das Rufzeichen oder andere individuelle Kennungen, die für Luftverkehrskontrollzwecke verwendet werden, sowie alle relevanten Kontaktangaben;
- (2) Namen und Anschrift der für die Prüfung des Berichts zuständigen Prüfstelle;
- (3) das Berichtsjahr;
- (4) die Bezugsnummer und die Nummer der Fassung des entsprechenden genehmigten Überwachungsplans;
- (5) maßgebliche Änderungen der Vorgänge und Abweichungen vom genehmigten Überwachungsplan während des Berichtszeitraums;
- (6) die Zulassungsnummern und Typen der im Berichtszeitraum zur Ausführung der Luftverkehrsaktivitäten der Luftverkehrsbetreiber gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG verwendeten Luftfahrzeuge;
- (7) die Gesamtzahl der im Bericht erfassten Flüge;
- (8) die Daten gemäß Tabelle 2;
- (9) Memo-Items: die Menge der während des Berichtsjahrs als Treibstoff verwendeten Biomasse (in Tonnen oder m³), nach Treibstoffarten.

Tabelle 2
Berichtsformat für die Jahresemissionen aus Luftverkehrsaktivitäten

Parameter	Einheiten	Stoffstrom			Insgesamt
		Treibstofftyp 1	Treibstofftyp 2	Treibstofftyp n	
Name des Treibstoffs					
Emissionsquellen für alle Stoffstromarten (generische Luftfahrzeugtypen)					
Treibstoffverbrauch insgesamt	t				
Unterer Heizwert des Treibstoffs ⁽¹⁾	TJ/t				
Emissionsfaktor dieses Treibstoffs	t CO ₂ /t oder t CO ₂ /TJ				
Aggregierte CO ₂ -Gesamtemissionen aus allen betreffenden Flügen, bei denen dieser Treibstoff verwendet wird, davon	t CO ₂				
Flüge, die in ein und denselben Mitgliedstaat starten und landen (Inlandsflüge)	t CO ₂				

▼M2

Parameter	Einheiten	Stoffstrom			Insgesamt
		Treibstofftyp 1	Treibstofftyp 2	Treibstofftyp n	
alle anderen Flüge (internationale inner- und außergemeinschaftliche Flüge)	t CO ₂				
Aggregierte CO₂-Emissionen aus allen Flügen, die in ein und demselben Mitgliedstaat starten und landen (Inlandsflüge):					
Mitgliedstaat 1	t CO ₂				
Mitgliedstaat 2	t CO ₂				
Mitgliedstaat n	t CO ₂				
Aggregierte CO₂-Emissionen aus allen Flügen, die von einem Mitgliedstaat in einen anderen Mitgliedstaat oder in ein Drittland fliegen (²):					
Mitgliedstaat 1	t CO ₂				
Mitgliedstaat 2	t CO ₂				
Mitgliedstaat n	t CO ₂				
Aggregierte CO₂-Emissionen aus allen Flügen, die aus einem Mitgliedstaat oder einem Drittland ankommen (²):					
Mitgliedstaat 1	t CO ₂				
Mitgliedstaat 2	t CO ₂				
Mitgliedstaat n	t CO ₂				

(¹) Gilt nicht für die in Tabelle 1 dieses Anhangs aufgelisteten handelsüblichen Standardtreibstoffe für Luftverkehrstätigkeiten.

(²) Aggregierte Emissionen je Drittland, aufgeschlüsselt nach Ländern.

Jeder Luftfahrzeugbetreiber fügt seinem jährlichen Emissionsbericht einen Anhang mit folgenden Angaben bei:

— Jahresemissionen und jährliche Anzahl von Flügen je Flugplatzpaar.

Die Luftfahrzeugbetreiber können verlangen, dass der genannte Anhang vertraulich behandelt wird.

9. PRÜFUNG

Zusätzlich zu den Prüfungsanforderungen gemäß Anhang I Abschnitt 10.4 berücksichtigt die Prüfstelle Folgendes:

- die Vollständigkeit der Flug- und Emissionsdaten gemessen an Luftverkehrsdaten wie beispielsweise Eurocontrol-Daten;
- die Übereinstimmung zwischen berichteten Daten und den Angaben in den Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage;
- die Übereinstimmung zwischen den aggregierten Daten über den Treibstoffverbrauch und den Daten über den Treibstoffkauf oder die anderweitige Versorgung des für die Luftverkehrstätigkeit eingesetzten Luftfahrzeugs mit Treibstoff.

▼M2*ANHANG XV*

**Tätigkeitsspezifische Leitlinien für die Bestimmung von
Tonnenkilometerdaten aus Luftverkehrstätigkeiten für die Zwecke eines
Antrags gemäß den Artikeln 3e bzw. 3f der Richtlinie 2003/87/EG**

1. EINLEITUNG

Dieser Anhang enthält die allgemeinen Leitlinien für die Überwachung, Berichterstattung und Prüfung betreffend Tonnenkilometerdaten für die Luftverkehrstätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG.

Anhang I betrifft die Überwachung, Berichterstattung bzw. Prüfung von Tonnenkilometerdaten. Entsprechend sind die Verweise auf Emissionen als Verweise auf Tonnenkilometerdaten zu lesen. Die Abschnitte 4.1, 4.2, 5.1, 5.3 bis 5.7, 6 bis 7 und 11 bis 16 von Anhang I gelten nicht für Tonnenkilometerdaten.

**2. SYSTEMGRENZEN UND ANWENDUNG DER KUMULIERUNGS-
REGEL**

Die in diesem Anhang festgelegten tätigkeitsspezifischen Leitlinien dienen der Überwachung von und Berichterstattung über Tonnenkilometerdaten aus Luftverkehrstätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG. Erfasst werden alle Flüge gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG, die von einem Luftfahrzeugbetreiber während des Berichtszeitraums durchgeführt wurden.

Zur Identifizierung des für einen Flug verantwortlichen Luftfahrzeugbetreibers im Sinne von Artikel 3 Buchstabe o der Richtlinie 2003/87/EG wird das für die Luftverkehrskontrolle (Air Traffic Control, ATC) verwendete Rufzeichen verwendet. Das Rufzeichen ist die ICAO-Kennung in Feld 7 des Flugplans oder, falls nicht verfügbar, das Zulassungskennzeichen des Luftfahrzeugs. Ist die Identität des Luftfahrzeugbetreibers nicht bekannt, so wird der Eigentümer des Luftfahrzeugs als Luftfahrzeugbetreiber angesehen, es sei denn, er weist der zuständigen Behörde nach, wer der Luftfahrzeugbetreiber war.

3. DAS MONITORINGKONZEPT

Gemäß Artikel 3g der Richtlinie 2003/87/EG übermittelt jeder Luftfahrzeugbetreiber einen Überwachungsplan, in dem Maßnahmen zur Überwachung und Berichterstattung betreffend die Tonnenkilometerdaten enthalten sind.

Die Luftfahrzeugbetreiber legen der zuständigen Behörde ihre Überwachungspläne spätestens vier Monate vor Beginn des ersten Berichtszeitraums zur Genehmigung vor.

Der Luftfahrzeugbetreiber legt im Überwachungsplan fest, welche Überwachungsmethodik für jeden Luftfahrzeugtyp verwendet wird. Plant der Luftfahrzeugbetreiber, geleastre oder sonstige Luftfahrzeuge eines Typs zu verwenden, der zum Zeitpunkt der Einreichung bei der zuständigen Behörde im Überwachungsplan noch nicht enthalten ist, so beschreibt er im Überwachungsplan das Verfahren, nach dem die Überwachungsmethodik für diese zusätzlichen Luftfahrzeugtypen festgelegt werden soll. Der Luftfahrzeugbetreiber gewährleistet, dass die einmal gewählte Überwachungsmethodik konsequent angewendet wird.

Abweichend von Anhang I Abschnitt 4.3 enthält der Überwachungsplan folgende Angaben:

- (1) Angaben zur Identifizierung des Luftfahrzeugbetreibers, das Rufzeichen oder eine sonstige zum Zwecke der Luftverkehrskontrolle verwendete individuelle Kennung, Kontaktangaben des Luftfahrzeugbetreibers und eines Bevollmächtigten, Kontaktanschrift;
- (2) die Kennnummer der Fassung des Überwachungsplans;

▼M2

- (3) eine erste Liste der Luftfahrzeugtypen in der Flotte, die zum Zeitpunkt der Vorlage des Überwachungsplans operierten, und die Zahl der Luftfahrzeuge je Typ, sowie eine vorläufige Liste weiterer Luftfahrzeugtypen, die voraussichtlich verwendet werden, einschließlich, soweit vorhanden, die geschätzte Zahl der Luftfahrzeuge je Typ;
- (4) eine Beschreibung der Verfahren, Systeme und Zuständigkeiten für die Kontrolle der Vollständigkeit der Liste der im Überwachungsjahr eingesetzten Luftfahrzeuge, damit sichergestellt werden kann, dass die Tonnenkilometerdaten der eigenen und geleaster Luftfahrzeuge vollständig überwacht und berichtet werden;
- (5) eine Beschreibung der Verfahren zur Überwachung der Vollständigkeit der Liste von Flügen, die unter der individuellen Kennung operiert werden, aufgeschlüsselt nach Flugplatzpaaren, sowie die Verfahren zur Bestimmung, ob Flüge unter Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG fallen; dabei ist auf Vollständigkeit zu achten und Doppelzählungen sind zu vermeiden;
- (6) eine Beschreibung der Datenerfassungs- und Datenbearbeitungstätigkeiten und der Kontrolltätigkeiten gemäß Anhang I Abschnitt 10.3;
- (7) gegebenenfalls Informationen über relevante Verbindungen zu Tätigkeiten im Rahmen eines Qualitätsmanagementsystems, insbesondere in Bezug auf Verfahren und Kontrollen, die gegebenenfalls für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Tonnenkilometerdaten von Belang sind;
- (8) eine Beschreibung der Methoden zur Bestimmung der Tonnenkilometerdaten je Flug, einschließlich
 - a) der Verfahren, Zuständigkeiten, Datenquellen und Berechnungsformeln zur Bestimmung und Aufzeichnung der Flugstrecke je Flugplatzpaar;
 - b) der Angabe, ob eine Standardmasse von 100 kg je Fluggast (Ebene 1) oder die Fluggastmasse aus den Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage (Ebene 2) zugrunde gelegt wird. Bei Ebene 2 ist eine Beschreibung des Verfahrens für die Berechnung der Fluggastmasse beizufügen;
 - c) eine Beschreibung der Verfahren zur Bestimmung der Fracht- und Postmasse;
 - d) eine Beschreibung der Messgeräte zur Messung der Fluggast-, Fracht- bzw. Postmasse.

Die zuständige Behörde kann den Luftfahrzeugbetreiber verpflichten, für die Übermittlung des Überwachungsplans eine elektronische Vorlage zu verwenden. Die Kommission kann eine elektronische Standardvorlage oder eine Spezifikation für ein Dateiformat veröffentlichen. In diesem Falle muss die zuständige Behörde akzeptieren, dass Luftfahrzeugbetreiber diese Vorlage oder diese Spezifikation verwenden, es sei denn, die Vorlage der zuständigen Behörden verlangt zumindest dieselben Angaben.

4. METHODIK ZUR BERECHNUNG VON TONNENKILOMETER-DATEN

4.1. BERECHNUNGSFORMEL

Die Luftfahrzeugbetreiber überwachen und berichten Tonnenkilometerdaten nach einer Berechnungsmethode mit folgender Formel:

$$\text{Tonnenkilometer (t km)} = \text{Flugstrecke (km)} * \text{Nutzlast (t)}$$

▼M2**4.2. FLUGSTRECKE**

Die Flugstrecke wird nach folgender Formel berechnet:

$$\text{Flugstrecke [km]} = \text{Großkreisentfernung [km]} + 95 \text{ km}$$

Die Großkreisentfernung wird definiert als kürzeste Flugstrecke zwischen zwei beliebigen Punkten auf der Erdoberfläche, die nach dem System gemäß Anhang 15 Artikel 3.7.1.1. des Übereinkommens von Chicago (WGS 84) angeglichen wird.

Die Längen- und Breitengradpositionen der Flugplätze werden entweder aus in Luftfahrthandbüchern gemäß Anhang 15 des Übereinkommens von Chicago (*Aeronautical Information Publications*, AIP) veröffentlichten Flugplatzstandortdaten oder aus einer derartige AIP-Daten nutzenden Quelle entnommen.

Mittels Software oder von Dritten berechnete Flugstrecken können ebenfalls herangezogen werden, vorausgesetzt, die Berechnungsmethode beruht auf der genannten Formel und auf AIP-Daten.

4.3. NUTZLAST

Die Nutzlast wird nach folgender Formel berechnet:

$$\text{Nutzlast (t)} = \text{Fracht- und Postmasse (t)} + \text{Fluggastmasse plus aufgegebenes Gepäck (t)}$$

4.3.1. FRACHT- UND POSTMASSE

Zur Berechnung der Nutzlast wird die tatsächliche Masse oder die Standardmasse in den Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage für die betreffenden Flüge verwendet. Luftfahrzeugbetreiber, die keine Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage haben müssen, schlagen der zuständigen Behörde eine geeignete Methode für die Bestimmung von Masse und Schwerpunktlage im Überwachungsplan zur Genehmigung vor.

Die tatsächliche Fracht- und Postmasse schließt das Taragewicht sämtlicher Paletten und Container, die nicht zur Nutzlast gehören, sowie die Leermasse aus.

4.3.2. MASSE FÜR FLUGGÄSTE UND AUFGEGEBENES GEPAKK

Die Luftfahrzeugbetreiber können zur Bestimmung der Fluggastmasse eine von zwei unterschiedlichen Ebenen anwenden. Sie können als Minimum für die Bestimmung der Masse für Fluggäste und aufgegebenes Gepäck Ebene 1 wählen. Die gewählte Ebene gilt innerhalb ein und desselben Handelszeitraums für alle Flüge.

Ebene 1

Es wird ein Standardwert von 100 kg je Fluggast plus aufgegebenes Gepäck zugrunde gelegt.

Ebene 2

Es wird die in den Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage jedes Flugs angegebene Masse für Fluggäste plus aufgegebenes Gepäck herangezogen.

5. UNSICHERHEITSBEWERTUNG

Der Luftfahrzeugbetreiber muss sich bei der Berechnung der Tonnenkilometerdaten über die wichtigsten Unsicherheitsquellen im Klaren sein. Luftfahrzeugbetreiber sind nicht verpflichtet, als Teil der Methodik zur Berechnung der Tonnenkilometerdaten eine ausführliche Unsicherheitsbewertung im Sinne von Anhang I Abschnitt 7 vorzunehmen.

▼M2

Der Luftfahrzeugbetreiber nimmt regelmäßig Gegenprüfungen im Sinne von Anhang I Abschnitte 10.2 und 10.3 vor und trifft bei Feststellung von Abweichungen unverzüglich Korrekturmaßnahmen im Sinne von Abschnitt 10.3.5.

6. BERICHTERSTATTUNG

Die Berichterstattung über Tonnenkilometerdaten ist für die Zwecke der Anträge gemäß den Artikeln 3e und 3f der Richtlinie 2003/87/EG und nur für die darin vorgesehenen Überwachungsjahre verbindlich.

Die Luftfahrzeugbetreiber verwenden für die Berichterstattung über Tonnenkilometerdaten das Format gemäß Abschnitt 7. Die zuständige Behörde kann Luftfahrzeugbetreiber verpflichten, für die Übermittlung der Tonnenkilometerdaten eine elektronische Vorlage zu verwenden. Die Kommission kann eine elektronische Standardvorlage oder eine Spezifikation für ein Dateiformat veröffentlichen. In diesem Falle muss die zuständige Behörde akzeptieren, dass Luftfahrzeugbetreiber diese Vorlage oder diese Spezifikation verwenden, es sei denn, die Vorlage der zuständigen Behörden verlangt zumindest dieselben Angaben.

Tonnenkilometerdaten werden als gerundete Werte von [t km] mitgeteilt. Für die Berechnung werden alle Daten über den betreffenden Flug mit allen signifikanten Dezimalstellen verwendet.

7. INHALT DES BERICHTS ÜBER TONNENKILOMETERDATEN

Jeder Luftfahrzeugbetreiber nimmt in seinen Bericht folgende Informationen über Tonnenkilometerdaten auf:

- (1) Angaben zur Identifizierung des Luftfahrzeugbetreibers gemäß Anhang IV der Richtlinie 2003/87/EG und das Rufzeichen oder eine andere für Zwecke der Luftverkehrskontrolle verwendete individuelle Kennung sowie relevante Kontaktangaben;
- (2) Name und Anschrift der für die Prüfung des Berichts zuständigen Prüfstelle;
- (3) das Berichtsjahr;
- (4) Bezugsnr. und Nummer der Fassung des relevanten genehmigten Überwachungsplans;
- (5) relevante Änderungen der Vorgänge und Abweichungen vom genehmigten Überwachungsplan während des Berichtszeitraums;
- (6) die Zulassungsnummern und Typen der im Berichtszeitraum zur Ausführung der Luftverkehrstätigkeiten der Luftverkehrsbetreiber gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG verwendeten Luftfahrzeuge;
- (7) die gewählte Methode für die Berechnung der Massen für die Fluggäste und das aufgegebene Gepäck sowie für Fracht und Post;
- (8) die Gesamtzahl der Fluggast- und Tonnenkilometer für alle Flüge, die in dem Berichtsjahr operiert wurden und unter die Luftverkehrstätigkeiten gemäß Anhang I fallen;
- (9) für jedes Flugplatzpaar: ICAO-Kennung der beiden Flugplätze, Flugstrecke (= Großkreisentfernung + 95 km) in km, Gesamtzahl der Flüge je Flugplatzpaar im Berichtszeitraum, Gesamtmassen für Fluggäste und aufgegebenes Gepäck (Tonnen) im Berichtszeitraum je Flugplatzpaar, Gesamtzahl der Fluggäste im Berichtszeitraum, Gesamtzahl der Fluggäste * Kilometer je Flugplatzpaar, Gesamtmassen für Fracht und Post (Tonnen) im Berichtszeitraum je Flugplatzpaar, Gesamttonnenkilometer je Flugplatzpaar (t km).

▼M2

8. PRÜFUNG

Zusätzlich zu den Anforderungen gemäß Anhang I Abschnitt 10.4 berücksichtigt die Prüfstelle Folgendes:

- die Vollständigkeit der Flug- und Tonnenkilometerdaten gemessen an Luftverkehrsdaten beispielsweise von Eurocontrol, um sicherzustellen, dass im Bericht des Betreibers nur in Frage kommende Flüge berücksichtigt wurden;
- die Übereinstimmung der berichteten Daten mit den Angaben in den Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage.

Für Tonnenkilometerdaten liegt der Wesentlichkeitsgrad bei 5 %.

▼M3*ANHANG XVI*

Tätigkeitsspezifische Leitlinien für die Bestimmung der Treibhausgasemissionen aus der Abscheidung von CO₂ für den Zweck des Transports und der geologischen Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zugelassenen Speicherstätte

1. SYSTEMGRENZEN UND ANWENDUNG DER KUMULIERUNGSREGEL

Die tätigkeitsspezifischen Leitlinien in diesem Anhang gelten für die Überwachung der Emissionen aus der Abscheidung von CO₂.

Die CO₂-Abscheidung kann entweder durch eigenständige Anlagen, an die CO₂ aus anderen Anlagen weitergeleitet wird, oder durch Anlagen erfolgen, in denen Tätigkeiten durchgeführt werden, bei denen das CO₂ emittiert wird, das im Rahmen derselben Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen abgeschieden werden soll. Die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen schließt sämtliche Anlagenteile ein, die mit der Abscheidung, der Zwischenspeicherung und der Weiterleitung zu einem CO₂-Transportnetz oder einer Stätte für die geologische Speicherung von CO₂ in Zusammenhang stehen. Führt die Anlage andere Tätigkeiten durch, die unter die Richtlinie 2003/87/EG fallen, so werden die Emissionen aus diesen Tätigkeiten im Einklang mit den entsprechenden Anhängen dieser Leitlinien überwacht.

2. EMISSIONEN AUS DER ABSCHEIDUNG VON CO₂

Bei der Abscheidung von CO₂ umfassen die potenziellen Quellen für CO₂-Emissionen Folgendes:

- an Abscheidungsanlagen weitergeleitetes CO₂;
- Verbrennung und andere ähnliche Tätigkeiten in der Anlage (die im Zusammenhang mit der Abscheidung stehen), wie Verwendung von Brennstoff und Einsatzmaterial.

3. QUANTIFIZIERUNG DES WEITERGELEITETEN UND DES EMITTIERTEN CO₂

3.1. QUANTIFIZIERUNG AUF ANLAGENEBENE

Die Emissionen werden mittels einer vollständigen Massenbilanz berechnet, wobei die potenziellen CO₂-Emissionen aus allen emissionsrelevanten Prozessen in der Anlage sowie die Mengen abgeschiedenes und zum Transportnetz weitergeleitetes CO₂ berücksichtigt werden.

Die Emissionen der Anlage werden nach folgender Formel berechnet:

$$E_{\text{Abscheidungsanlage}} = T_{\text{Input}} + E_{\text{ohne Abscheidung}} - T_{\text{zu speichern}}$$

Dabei sind

E_{Abscheidungsanlage} = Treibhausgasemissionen der Abscheidungsanlage insgesamt

▼M3

T_{Input}	= Menge des zur Abscheidungsanlage weitergeleiteten CO ₂ , die gemäß Anhang XII und Anhang I Abschnitt 5.7 bestimmt wird. Kann der Betreiber der zuständigen Behörde glaubhaft nachweisen, dass die gesamten CO ₂ -Emissionen der emittierenden Anlage zur Abscheidungsanlage weitergeleitet werden, so kann die zuständige Behörde dem Betreiber gestatten, die gemäß den Anhängen I bis XII bestimmten Emissionen der emittierenden Anlage heranzuziehen anstatt ein System zur kontinuierlichen Emissionsmessung anzuwenden.
$E_{\text{ohne Abscheidung}}$	= Emissionen der Anlage, wenn das CO ₂ nicht abgeschieden würde, d.h. die Summe der Emissionen aus allen anderen Tätigkeiten in der Anlage, die im Einklang mit den entsprechenden Anhängen überwacht werden.
$T_{\text{zu speichern}}$	= Zu einem Transportnetz oder einer Speicherstätte weitergeleitete Menge CO ₂ , die im Einklang mit Anhang XII und Anhang I Abschnitt 5.7 bestimmt wird.

In den Fällen, in denen entstandenes CO₂ in derselben Anlage auch abgeschieden wird, ist T_{Input} gleich Null.

Bei reinen Abscheidungsanlagen ist $E_{\text{ohne Abscheidung}}$ die Emissionsmenge, die aus anderen Quellen stammt als das CO₂, das zwecks Abscheidung zur Anlage weitergeleitet wird (z. B. Emissionen aus der Verbrennung aus Turbinen, Kompressoren, Heizungen). Diese Emissionen können im Einklang mit dem entsprechenden tätigkeitsspezifischen Anhang durch Berechnung oder Messung bestimmt werden.

Im Falle reiner Abscheidungsanlagen subtrahieren die Anlagen, die CO₂ zur Abscheidungsanlage weiterleiten, die Menge T_{Input} von ihren eigenen Emissionen.

3.2. BESTIMMUNG VON WEITERGELEITETEM CO₂

Die Menge CO₂, die zu und aus einer Abscheidungsanlage weitergeleitet wird, wird gemäß Anhang I Abschnitt 5.7 mittels eines Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung nach Anhang XII bestimmt. Es wird mindestens die in Anhang XII definierte Ebene 4 angewandt. Nur wenn der zuständigen Behörde glaubhaft nachgewiesen wird, dass diese Ebene technisch nicht machbar ist, kann für die betreffende Emissionsquelle auf die nächst niedrigere Ebene zurückgegriffen werden.

▼M3*ANHANG XVII*

Tätigkeitsspezifische Leitlinien für die Bestimmung der Treibhausgasemissionen aus dem Transport von CO₂ in Pipelines zwecks geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte

1. SYSTEMGRENZEN UND ANWENDUNG DER KUMULIERUNGSREGEL

Die Systemgrenzen für die Überwachung von Emissionen aus dem Transport von CO₂ in Pipelines und die Berichterstattung darüber sind in der dem Transportnetz erteilten Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen festgehalten, die alle funktional mit dem Transportnetz verbundenen Anlagen wie Verdichterstationen und Heizungen umfasst. Jedes Transportnetz weist mindestens einen Anfangspunkt und einen Endpunkt auf, der jeweils mit anderen Anlagen verbunden ist, die mindestens eine der Tätigkeiten Abscheidung, Transport oder geologische Speicherung von CO₂ durchführen. Die Anfangs- und Endpunkte können auch Abzweigungen der Transportnetze und Staatsgrenzen umfassen. Die Anfangs- und die Endpunkte sowie die Anlagen, mit denen sie verbunden sind, sind in der Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen festgehalten.

2. QUANTIFIZIERUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Während des Transports von CO₂ in der Pipeline umfassen die potenziellen Quellen für CO₂-Emissionen Folgendes:

- Verbrennungs- und andere Prozesse in Anlagen, die funktional mit dem Transportnetz verbunden sind, wie Verdichterstationen;
- diffuse Emissionen aus dem Transportnetz;
- abgelassene Emissionen aus dem Transportnetz;
- Emissionen aus Leckagen im Transportnetz.

Zu der rechnerisch ermittelten Emissionsmenge eines Transportnetzes, für das das nachstehend genannte Verfahren B verwendet wird, wird weder das CO₂ addiert, das von anderen dem Emissionshandelssystem unterliegenden Anlagen empfangen wurde, noch wird das CO₂ subtrahiert, das an andere dem Emissionshandelssystem unterliegende Anlagen weitergeleitet wurde.

2.1. METHODEN DER QUANTIFIZIERUNG

Die Betreiber von Transportnetzen können eines der folgenden Verfahren wählen:

VERFAHREN A

Die Emissionen aus dem Transportnetz werden anhand der Massenbilanz nach folgender Formel bestimmt:

$$\text{Emissionen [tCO}_2\text{]} = E_{\text{Betrieb}} + \sum_i T_{IN,i} - \sum_j T_{OUT,j}$$

Dabei sind

Emissionen = CO₂-Emissionen insgesamt aus dem Transportnetz [t CO₂];

E_{Betrieb} = Emissionen aus dem Betrieb des Transportnetzes (d.h., die nicht aus dem transportierten CO₂ stammen), beispielsweise aus in den Verdichterstationen verbrauchtem Brennstoff, die im Einklang mit den entsprechenden Anhängen dieser Leitlinien überwacht werden;

$T_{IN,i}$ = Menge des zum Transportnetz weitergeleiteten CO₂ an einem Eintrittspunkt i , die gemäß Anhang XII und Anhang I Abschnitt 5.7 bestimmt wird;

▼M3

$T_{OUT,j}$ = Menge des aus dem Transportnetz weitergeleiteten CO₂ an einem Austrittspunkt j , die gemäß Anhang XII und Anhang I Abschnitt 5.7 bestimmt wird.

VERFAHREN B

Die Emissionen werden unter Berücksichtigung der potentiellen CO₂-Emissionen aus allen emissionsrelevanten Prozessen in der Anlage sowie der Mengen abgeschiedenes und zum Transportnetz weitergeleitetes CO₂ nach folgender Formel berechnet:

$$\text{Emissionen [t CO}_2\text{]} = \text{CO}_2 \text{ diffus} + \text{CO}_2 \text{ abglossen} + \text{CO}_2 \text{ Leckagen} + \text{CO}_2 \text{ Anlagen}$$

Dabei sind

Emissionen = CO₂-Emissionen insgesamt aus dem Transportnetz
[t CO₂];

CO₂ diffus = Menge diffuser Emissionen [t CO₂] aus dem im Transportnetz transportierten CO₂, auch aus Dichtungen, Ventilen, Zwischenverdichterstationen und Zwischenspeichern;

CO₂ abglossen = Menge abgelassener Emissionen [t CO₂] aus dem im Transportnetz transportierten CO₂;

CO₂ Leckagen = Menge im Transportnetz transportiertes CO₂ [t CO₂], die infolge einer Panne eines oder mehrerer Bestandteile des Transportnetzes emittiert wird;

CO₂ Anlagen = Menge CO₂ [t CO₂] aus Verbrennungs- oder anderen Prozessen, die funktional mit dem Pipeline-transport im Transportnetz verbunden sind und die im Einklang mit den entsprechenden Anhängen dieser Leitlinien überwacht werden.

2.2. QUANTIFIZIERUNGSVORSCHRIFTEN

Bei der Entscheidung für Verfahren A oder B muss der Betreiber der zuständigen Behörde nachweisen, dass das gewählte Verfahren zu zuverlässigeren Ergebnissen mit einer geringeren Unsicherheit in Bezug auf die Gesamtemissionen führt und dass es zu dem Zeitpunkt, an dem die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen beantragt wurde, die beste verfügbare Technik und die besten verfügbaren Kenntnisse verwendet, ohne unverhältnismäßig hohe Kosten zu verursachen. Wählt der Betreiber das Verfahren B, so muss er der zuständigen Behörde glaubhaft nachweisen, dass die Gesamtunsicherheit für die jährliche Menge der Treibhausgasemissionen aus dem Transportnetz des Betreibers 7,5 % nicht übersteigt.

2.2.1. BESONDERE VORSCHRIFTEN FÜR DAS VERFAHREN A

Die Menge CO₂, die zu und aus einem Transportnetz weitergeleitet wird, wird gemäß Anhang I Abschnitt 5.7 mittels kontinuierlicher Emissionsmessung nach Anhang XII ermittelt. Es wird mindestens die in Anhang XII definierte Ebene 4 angewandt. Nur wenn der zuständigen Behörde glaubhaft nachgewiesen wird, dass diese Ebene technisch nicht machbar ist, kann für die betreffende Emissionsquelle auf die nächst-niedrigere Ebene zurückgegriffen werden.

▼M3

2.2.2. BESONDERE VORSCHRIFTEN FÜR DAS VERFAHREN B

2.2.2.1. *Emissionen aus der Verbrennung*

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

2.2.2.2. *Diffuse Emissionen aus dem Transportnetz*

Diffuse Emissionen schließen Emissionen aus folgenden Ausrüstungsarten ein:

- Dichtungen;
- Messgeräte;
- Ventile;
- Zwischenverdichterstationen;
- Zwischenspeicher.

Der Betreiber bestimmt vor Betriebsbeginn und spätestens am Ende des ersten Berichtsjahrs, in dem das Transportnetz in Betrieb ist, die mittleren Emissionsfaktoren *EF* (ausgedrückt in g CO₂/Zeiteinheit) je Ausrüstungsteil oder Ereignis, bei dem diffuse Emissionen zu erwarten sind. Er überprüft diese Faktoren mindestens alle fünf Jahre unter Berücksichtigung der in diesem Bereich besten verfügbaren Technik.

Zur Berechnung der Gesamtemissionen wird die Zahl der Ausrüstungsteile in jeder Kategorie mit den Emissionsfaktoren multipliziert, und anschließend werden die Ergebnisse für die einzelnen Kategorien nach der folgenden Gleichung addiert:

$$\text{Leckverluste [tCO}_2\text{]} = \left(\sum_{\text{Kategorie}} \text{EF[gCO}_2/\text{Ereignis]} \times \text{Anzahl Ereignisse} \right) / 1\ 000\ 000$$

Die Zahl der Ereignisse ist die Zahl der betreffenden Ausrüstungsteile je Kategorie, multipliziert mit der Zahl Zeiteinheiten pro Jahr.

2.2.2.3. *Emissionen aus Leckagen*

Der Betreiber des Transportnetzes erbringt den Nachweis der Netzintegrität anhand repräsentativer (orts- und zeitbezogener) Temperatur- und Druckdaten. Geht aus den Daten hervor, dass es zu einer Leckage kam, so berechnet der Betreiber die ausgetretene Menge CO₂ mit einem geeigneten Verfahren, das im Monitoringkonzept dokumentiert ist und auf den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis beruht, z.B. auf der Grundlage von Differenzen bei Temperatur und Druck gegenüber den mittleren Druck- und Temperaturwerten bei gegebener Integrität.

2.2.2.4. *Abgelassene Emissionen*

Der Betreiber legt im Monitoringkonzept eine Untersuchung über potenzielle Fälle von abgelassenen Emissionen, einschließlich zur Wartung oder in Notfällen, sowie ein hinreichend dokumentiertes Verfahren für die Berechnung der abgelassenen Menge CO₂ vor, das auf den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis beruht.

2.2.2.5. *Validierung der Berechnungsergebnisse für diffuse Emissionen und für Emissionen aus Leckagen*

Da CO₂, das in das und aus dem Transportnetz weitergeleitet wird, aus kommerziellen Gründen auf jeden Fall überwacht wird, verwendet der Betreiber eines Transportnetzes das Verfahren A, um die Ergebnisse des Verfahrens B wenigstens einmal jährlich zu validieren. Für diesen Zweck können für die Messung von weitergeleitatem CO₂ niedrigere Ebenen nach der Definition in Anhang XII verwendet werden.

▼M3*ANHANG XVIII***Tätigkeitsspezifische Leitlinien für die geologische Speicherung von CO₂ in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte****1. SYSTEMGRENZEN**

Die Systemgrenzen für die Überwachung von Emissionen aus der geologischen Speicherung von CO₂ und die Berichterstattung darüber sind spezifisch für die jeweilige Speicherstätte und beruhen auf der Abgrenzung der Speicherstätte und des Speicherkomplexes in der Genehmigung gemäß der Richtlinie 2009/31/EG. Sämtliche Emissionsquellen aus der CO₂-Injektionsanlage sind in die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen aufzunehmen. Werden Leckagen aus dem Speicherkomplex ermittelt und führen diese zu Emissionen oder zur Abgabe von CO₂ in die Wassersäule, so werden sie in die Emissionsquellen der jeweiligen Anlage aufgenommen, bis Korrekturmaßnahmen gemäß Artikel 16 der Richtlinie 2009/31/EG getroffen wurden und keine Emissionen oder Abgaben von CO₂ in die Wassersäule aus dieser Leckage mehr festzustellen sind.

2. BESTIMMUNG VON CO₂-EMISSIONEN

Potenzielle Quellen für CO₂-Emissionen aus der geologischen Speicherung von CO₂ umfassen Folgendes:

- Brennstoffeinsatz in Verdichteranlagen und andere Feuerungstätigkeiten z.B. in Kraftwerken der Speicherstätte;
- Ablassen bei der Injektion oder bei der tertiären Kohlenwasserstoffförderung;
- diffuse Emissionen bei der Injektion;
- austretendes CO₂ aus der tertiären Kohlenwasserstoffförderung;
- Leckagen.

Zur rechnerischen Emissionsmenge einer Speicherstätte wird weder das CO₂ addiert, das von einer anderen Anlage empfangen wurde, noch wird das CO₂ subtrahiert, das an eine andere Anlage weitergeleitet oder in der Speicherstätte geologisch gespeichert wurde.

2.1. EMISSIONEN AUS DEM EINSATZ VON BRENNSTOFFEN

Die Emissionen aus der Verbrennung, die bei oberirdischen Tätigkeiten entstehen, werden nach Maßgabe von Anhang II bestimmt.

2.2. ABGELASSENE EMISSIONEN UND DIFFUSE EMISSIONEN AUS DER INJEKTION

Abgelassene Emissionen und diffuse Emissionen werden wie folgt bestimmt:

$$\text{Emittiertes CO}_2 \text{ [tCO}_2\text{]} = V \text{ CO}_2 \text{ [tCO}_2\text{]} + F \text{ CO}_2 \text{ [tCO}_2\text{]}$$

Dabei sind

V CO₂ = abgelassene Menge CO₂

F CO₂ = Menge CO₂ aus diffusen Emissionen

V CO₂ wird mit einem System zur kontinuierlichen Emissionsmessung gemäß Anhang XII dieser Leitlinien bestimmt. Zöge die Anwendung des Systems für die kontinuierliche Emissionsmessung unverhältnismäßig hohe Kosten nach sich, nimmt der Betreiber in sein Monitoringkonzept eine geeignete Methode auf der Basis bewährter Verfahren der Industrie auf, das von der zuständigen Behörde genehmigt werden muss.

▼M3

F CO₂ wird als eine Quelle betrachtet; das bedeutet, dass die Unsicherheitswerte in Anhang XII und Anhang I Abschnitt 6.2 für den Gesamtwert und nicht für die einzelnen Emissionsstellen gelten. Der Betreiber nimmt im das Überwachungskonzept eine Untersuchung über potenzielle Quellen für diffuse Emissionen auf und legt eine hinreichend dokumentierte Methode für die Berechnung oder Messung der Menge F CO₂ vor, die auf den Leitlinien der Industrie für bewährte Verfahren beruht. F CO₂ kann mithilfe der Daten bestimmt werden, die gemäß Artikel 13 und Anhang II Ziffer 1.1 Buchstaben e bis h der Richtlinie 2009/31/EG in Bezug auf die Injektionsanlage erhoben werden, sofern jene diesen Leitlinien entsprechen.

2.3. ABGELASSENE EMISSIONEN UND DIFFUSE EMISSIONEN AUS DER TERTIÄREN KOHLENWASSERSTOFFGEWINNUNG

Die Kombination der tertiären Kohlenwasserstoffgewinnung mit der geologischen Speicherung von CO₂ dürfte zu einer weiteren Emissionsquelle führen, insbesondere dadurch, dass CO₂ mit den gewonnenen Kohlenwasserstoffen austritt. Weitere Emissionsquellen aus der tertiären Kohlenwasserstoffgewinnung umfassen Folgendes:

- die Öl-Gas-Separatoren und die Gasrecycling-Anlage, in denen diffuse Emissionen von CO₂ auftreten können;
- den Fackelkopf, an dem Emissionen wegen des Einsatzes von Systemen für die kontinuierliche Reinigung und bei der Druckentspannung der Anlage zur Kohlenwasserstoffgewinnung auftreten können;
- das System für den CO₂-Entzug, das ein Erlöschen der Fackel wegen hoher CO₂-Konzentrationen verhindern soll.

Etwaige diffuse Emissionen werden in der Regel in ein Gasrückhaltesystem, zur Fackel oder zu einem System für den CO₂-Entzug umgeleitet. Solche diffusen Emissionen oder beispielsweise aus Systemen für den CO₂-Entzug abgelassenes CO₂ werden gemäß Abschnitt 2.2 dieses Anhangs bestimmt.

Emissionen aus dem Fackelkopf werden gemäß Anhang II unter Berücksichtigung des potenziell bereits im Fackelgas enthaltenen CO₂ bestimmt.

3. LECKAGE AUS DEM SPEICHERKOMPLEX

Die Überwachung beginnt in dem Fall, dass eine Leckage Emissionen oder Abgaben in die Wassersäule bewirkt. Emissionen, die auf eine Abgabe von CO₂ in die Wassersäule zurückgehen, werden als der in die Wassersäule abgegebenen Menge entsprechend angesehen.

Emissionen oder Abgaben in die Wassersäule aus Leckagen werden so lange überwacht, bis Korrekturmaßnahmen gemäß Artikel 16 der Richtlinie 2009/31/EG getroffen wurden und keine Emissionen oder Abgaben in die Wassersäule mehr festgestellt werden können.

Emissionen und Abgaben in die Wassersäule werden wie folgt quantifiziert.

$$CO_2 \text{ emittiert } [tCO_2] = \sum_{T_{Start}}^{T_{End}} L CO_2 [tCO_2/d]$$

▼M3

Dabei sind

L_{CO_2} = die Masse des wegen der Leckage emittierten oder abgegebenen CO₂ pro Kalendertag. Für jeden Kalendertag, für den die Leckage überwacht wird, wird diese Masse als Durchschnittswert der pro Stunde ausgetretenen Masse [tCO₂/Std.] multipliziert mit 24 berechnet. Die pro Stunde ausgetretene Masse wird nach den Bestimmungen des genehmigten Monitoringkonzepts für die Speicherstätte und die Leckage bestimmt. Für jeden Kalendertag vor Überwachungsbeginn gilt die pro Tag ausgetretene Masse als gleich der Masse, die am ersten Überwachungstag ausgetreten ist.

T_{Start} = der späteste der folgenden Zeitpunkte:

- a) der letzte Zeitpunkt, an dem keine Emissionen oder Abgaben in die Wassersäule aus der betreffenden Quelle gemeldet wurden;
- b) der Zeitpunkt, an dem mit der CO₂-Injektion begonnen wurde;
- c) ein anderer Zeitpunkt, für den der zuständigen Behörden glaubhaft nachgewiesen wird, dass die Emission oder Abgabe in die Wassersäule nicht vor diesem Zeitpunkt begonnen haben kann.

T_{End} = der Zeitpunkt, an dem Korrekturmaßnahmen gemäß Artikel 16 der Richtlinie 2009/31/EG getroffen wurden und keine Emissionen oder Abgaben in die Wassersäule mehr festgestellt werden können.

Andere Methoden für die Quantifizierung der Emissionen oder Abgaben in die Wassersäule aus Leckagen können angewandt werden, sofern die zuständige Behörde sie zulässt, weil sie genauer sind als der vorgenannte Ansatz.

Die Menge der im Berichtszeitraum aus dem Speicherkomplex ausgetretenen Emissionen wird für jedes Leckageereignis mit einer zulässigen Gesamtunsicherheit von höchstens 7,5 % bestimmt. Übersteigt die Gesamtunsicherheit des gewählten Quantifizierungsverfahrens 7,5 %, so wird wie folgt eine Anpassung vorgenommen:

$$CO_{2,gemeldet} [tCO_2] = CO_{2,quantifiziert} [tCO_2] \times (1 + (Unsicherheit_{System} [\%]/100) - 0,075)$$

Dabei sind

$CO_{2,gemeldet}$: Die in den jährlichen Emissionsbericht in Bezug auf das betreffende Leckageereignis aufzunehmende Menge CO₂.

$CO_{2,quantifiziert}$: Die Menge CO₂, die durch das für das betreffende Leckageereignis gewählte Quantifizierungsverfahren bestimmt wurde.

$Unsicherheit_{System}$: Das Maß an Unsicherheit, das mit dem für das betreffende Leckageereignis gewählten Quantifizierungsverfahren verknüpft ist und gemäß Anhang I Abschnitt 7 dieser Leitlinien bestimmt wird.