

Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission vom 19. Dezember 2018 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission

Vom 19. Dezember 2018 (ABl. EU Nr. L 334 S.1; ber. 2019 L 118 S. 10 ber. 2020 L 423 S. 41; ber. 2022 Nr. L 206 S. 15); zuletzt geändert am 23. September 2024 (ABl. EU Reihe L 27.09.2024 2024/2493)

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union,
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 Rates¹, insbesondere auf Artikel 14 Absatz 1,

in Erwägung nachstehender Gründe:

(1) Diese Verordnung sollte unverzüglich in Kraft treten, um der ersten Ausgabe der Internationalen Richtlinien und Empfehlungen zum Umweltschutz - System zur Verrechnung und Reduzierung von Kohlenstoffdioxid für die internationale Luftfahrt (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation - CORSIA) (Anhang 16, Band IV des Abkommens von Chicago) Rechnung zu tragen, die auf der zehnten Sitzung der 214. Tagung des ICAO-Rates am 27. Juni 2018 angenommen wurde und ab 2019 gelten soll.

(2) Eine umfassende, konsequente, transparente und genaue Überwachung von und Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß den in dieser Verordnung festgelegten harmonisierten Vorschriften sind für das wirksame Funktionieren des mit der Richtlinie 2003/87/EG eingeführten Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten (EU-EHS) von grundlegender Bedeutung.

¹ ABl. L 275 vom 25.10.2003, S. 32.

(3) Im dritten Handelszeitraum des EU-EHS (2013 bis 2020) haben Anlagenbetreiber, Luftfahrzeugbetreiber, Prüfstellen und zuständige Behörden Erfahrungen mit der Überwachung und Berichterstattung gemäß der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission² gewonnen. Diese Erfahrungen haben gezeigt, dass die Vorschriften für die Überwachung und Berichterstattung verbessert, präzisiert und vereinfacht werden müssen, um eine weitere Harmonisierung zu fördern und das System effizienter zu gestalten. Die Verordnung (EU) Nr. 601/2012 wurde mehrfach und erheblich geändert. Da weitere Änderungen anstehen, sollte sie im Interesse der Klarheit ersetzt werden.

(4) Die Begriffsbestimmung für „Biomasse“ in dieser Verordnung sollte mit den Begriffsbestimmungen für „Biomasse“, „flüssige Biobrennstoffe“ und „Biokraftstoffe“ in Artikel 2 der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates³ im Einklang stehen, insbesondere da die Präferenzbehandlung in Bezug auf die Verpflichtung zur Abgabe von Zertifikaten im Rahmen des EU-EHS eine „Förderregelung“ im Sinne von Artikel 2 Buchstabe k und folglich eine finanzielle Förderung im Sinne von Artikel 17 Absatz 1 Buchstabe c jener Richtlinie darstellt.

(5) Aus Gründen der Kohärenz sollten die Begriffsbestimmungen der Entscheidung 2009/450/EG der Kommission⁴ und der Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates⁵ für die vorliegende Verordnung gelten. Berichterstattungssysteme sollten Mitgliedstaaten, die mehr als eine zuständige Behörde benennen, sicherstellen, dass diese zuständigen Behörden ihre Tätigkeit nach den in dieser

² Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission vom 21. Juni 2012 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 181 vom 12.7.2012, S. 30).

³ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16).

⁴ Entscheidung 2009/450/EG der Kommission vom 8. Juni 2009 zur genauen Auslegung der in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates aufgeführten Luftverkehrstätigkeiten (ABl. L 149 vom 12.6.2009, S. 69).

⁵ Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006 (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 114).

Verordnung festgelegten Grundsätzen koordinieren.

(7) Das Monitoringkonzept, in dem die Methodik einer bestimmten Anlage oder eines bestimmten Luftfahrzeugbetreibers detailliert, vollständig und transparent beschrieben ist, sollte ein Kernstück des mit dieser Verordnung errichteten Systems sein. Es sollten regelmäßige Aktualisierungen dieses Konzepts vorgeschrieben werden, die sowohl den Feststellungen der Prüfstelle Rechnung tragen als auch auf Initiative des Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreibers selbst vorgenommen werden. Die Hauptverantwortung für die Anwendung der Überwachungsmethodik, die in Teilen durch die in dieser Verordnung vorgeschriebenen Verfahren spezifiziert wird, sollte beim Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber verbleiben.

(8) Da das Monitoringkonzept das Kernstück der Vorschriften für die Überwachung und Berichterstattung bildet, sollte jede erhebliche Änderung daran der Genehmigung durch die zuständige Behörde unterliegen. Um den Verwaltungsaufwand für die zuständigen Behörden und die Betreiber zu verringern, sollten bestimmte Arten von Änderungen des Konzepts jedoch nicht als erheblich betrachtet werden und daher keiner förmlichen Genehmigung bedürfen.

(9) Es müssen Grundkonzepte für die Überwachung festgelegt werden, um den Aufwand für Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber zu minimieren und die wirksame Überwachung von und Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG zu erleichtern. Diese Methodiken sollten Grundmethodiken umfassen, die auf Berechnung bzw. auf Messung beruhen. Die auf Berechnung beruhenden Methodiken sollten eine Standardmethodik und eine Massenbilanzmethodik umfassen. Es sollte möglich sein, auf Messung beruhende Methodiken, Standardberechnungsmethodik und Massenbilanzmethodik in ein und derselben Anlage zu gestatten, sofern der Betreiber sicherstellt, dass Nichterfassungen oder Doppelerfassungen ausgeschlossen sind.

(10) Um den Aufwand für Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber zu verringern, sollten die Anforderungen an die Unsicherheitsbewertung vereinfacht werden, ohne dass die Genauigkeit dadurch beeinträchtigt wird. In Fällen, in denen Messinstrumente unter typkonformen Bedingungen verwendet werden und insbesondere wenn diese Instrumente einer einzelstaatlichen gesetzlichen messtechnischen Kontrolle unterliegen, sollten die Anforderungen an die Unsicherheitsbewertung erheblich herabgesetzt werden.

(11) Es müssen Berechnungsfaktoren definiert werden, bei denen es sich um Standardfaktoren oder um auf Analysen beruhende Faktoren handeln kann. Bei den Anforderungen an die Analysen sollte weiterhin der Inanspruchnahme von Laboratorien, die nach der harmonisierten Norm „Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien“ (EN ISO/IEC 17025) für die betreffenden Analysemethoden akkreditiert sind, der Vorzug gegeben werden, wobei im Falle von nicht akkreditierten Laboratorien Anforderungen an den Nachweis einer belastbaren Gleichwertigkeit - auch im Einklang mit der harmonisierten Norm „Qualitätsmanagementsysteme - Anforderungen“ (EN ISO/IEC 9001) oder anderen einschlägigen zertifizierten Qualitätsmanagementsystemen - vorgesehen werden sollten.

(12) Es sollte eine transparente und kohärente Methodik für die Bestimmung von „unverhältnismäßigen Kosten“ entwickelt werden.

(13) Es sollte für mehr Äquivalenz zwischen der auf Berechnung und der auf Messung beruhenden Methodik gesorgt werden. Dies setzt eine bessere Angleichung der Ebenenanforderungen voraus. Bei der Bestimmung des Biomasseanteils von CO₂ mithilfe von Systemen zur kontinuierlichen Emissionsmessung sollten die jüngsten technologischen Fortschritte berücksichtigt werden. Daher sollten flexiblere Vorschriften für die Bestimmung des Biomasseanteils festgelegt werden, insbesondere indem andere Methoden als auf Berechnung beruhende Ansätze für diesen Zweck zugelassen werden.

(14) Da Emissionen aus Biomasse für die Zwecke des EU-EHS üblicherweise mit Null bewertet werden, sollten für reine Biomasse-Stoffströme vereinfachte Überwachungsvorschriften festgelegt werden. Die Überwachungsanforderungen für Brennstoffe und Materialien, bei denen es sich um Gemische aus Biomasse- und fossilen Bestandteilen handelt, sollten präzisiert werden. Zwischen dem vorläufigen Emissionsfaktor, der sich auf den Gesamtkohlenstoffgehalt bezieht, und dem Emissionsfaktor, der sich nur auf den fossilen CO₂-Anteil bezieht, sollte klarer unterschieden werden. Zu diesem Zweck sollten für den vorläufigen Emissionsfaktor und den Biomasseanteil/fossilen Anteil gesonderte Ebenendefinitionen festgelegt werden. Wie bei anderen Berechnungsfaktoren sollten die Anforderungen die Größe der Anlage und die auf den Brennstoff oder das Material zurückgehenden Treibhausgasemissionen berücksichtigen. Zu diesem Zweck sollten Mindestanforderungen festgelegt werden.

(15) Anlagen mit geringeren, weniger ins Gewicht fallenden Jahresemissionen sollte kein unverhältnismäßiger Überwachungsaufwand auferlegt werden, wobei ein akzeptables Maß an Genauigkeit erhalten bleiben muss. Zu diesem Zweck sollten Sonderbedingungen für Anlagen, die als Anlagen mit geringen Emissionen betrachtet werden, sowie für als Kleinemittenten geltende Luftfahrzeugbetreiber festgelegt werden.

(16) Gemäß Artikel 27 der Richtlinie 2003/87/EG können die Mitgliedstaaten kleine Anlagen vorbehaltlich gleichwertiger Maßnahmen aus dem EU-EHS ausschließen, sofern die in demselben Artikel genannten Bedingungen erfüllt sind. Gemäß Artikel 27a der Richtlinie 2003/87/EG können die Mitgliedstaaten Anlagen mit Emissionen von weniger als 2 500 Tonnen aus dem EU-EHS ausschließen, sofern die in demselben Artikel genannten Bedingungen erfüllt sind. Die vorliegende Verordnung sollte auf diese gemäß Artikel 27 oder Artikel 27a der Richtlinie 2003/87/EG ausgeschlossenen Anlagen keine unmittelbare Anwendung finden, sofern der Mitgliedstaat nichts anderes beschließt.

(17) Um potenzielle Schlupflöcher im Zusammenhang mit der Weiterleitung von inhärentem oder reinem CO₂ zu schließen, sollten solche Weiterleitungen nur unter sehr speziellen Bedingungen gestattet sein. Der Gerichtshof der Europäischen Union stellte in seinem Urteil vom 19. Januar 2017 in der Rechtssache C-460/15⁶ fest, dass Artikel 49 Absatz 1 Satz 2 und Anhang IV Abschnitt 10 Unterabschnitt B der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 insoweit ungültig sind, als sie das für die Herstellung von gefällttem Kalziumkarbonat an eine andere Anlage weitergeleitete Kohlendioxid (CO₂) unabhängig davon, ob es in die Atmosphäre freigesetzt wird oder nicht, systematisch in die Emissionen der Anlage zum Brennen von Kalk einbeziehen. Um dem Urteil des Gerichtshofs in der Rechtssache C-460/15 Rechnung zu tragen, sollte das CO₂, das für die Herstellung von gefällttem Kalziumkarbonat weitergeleitet und chemisch darin gebunden wird, nicht als in die Atmosphäre freigesetzt gelten. Diese Bedingungen sollten jedoch die Möglichkeit künftiger Innovationen nicht ausschließen. Die Verordnung (EU) Nr. 601/2012 sollte daher entsprechend geändert werden.

(18) Da nicht nur CO₂, sondern auch N₂O zwischen Anlagen weitergeleitet werden kann, sollten für die Weiterleitung von N₂O ähnliche Überwachungsvorschriften wie für die Weiterleitung von CO₂ eingeführt werden. Darüber hinaus sollte die Definition

⁶ Urteil des Gerichtshofs vom 19. Januar 2017, Schaefer Kalk GmbH & Co. KG/Bundesrepublik Deutschland, C-460/15, ECLI:EU: C:2017:29.

von inhärentem CO₂ ausgeweitet werden und nicht nur CO₂ in Brennstoffen, sondern CO₂ in allen zu überwachenden Stoffströmen erfassen.

(19) Es sollten besondere Vorschriften für Monitoringkonzepte von Luftfahrzeugbetreibern und für die Überwachung von Treibhausgasemissionen dieses Sektors festgelegt werden.

(20) Die Schätzung fehlender Daten sollte kohärent gestaltet werden, indem die Anwendung konservativer Schätzverfahren vorgeschrieben wird, die im Monitoringkonzept anerkannt sind, oder - sofern dies nicht möglich ist - indem ein geeignetes Verfahren von der zuständigen Behörde genehmigt und in das Monitoringkonzept aufgenommen wird.

(21) Die Betreiber sollten verpflichtet sein, ihre Überwachungsmethodik regelmäßig im Hinblick auf Verbesserungen zu überprüfen und die von den Prüfstellen im Rahmen des Prüfprozesses abgegebenen Empfehlungen zu berücksichtigen. In Fällen, in denen sie nicht eine auf dem Ebenensystem basierende Methodik anwenden oder nicht die höchsten Ebenen erreichen, sollten die Betreiber regelmäßig über die Schritte Bericht erstatten, die sie unternehmen, um eine auf dem Ebenensystem basierende Überwachungsmethodik zu befolgen und die höchste vorgeschriebene Ebene zu erreichen. Um den Verwaltungsaufwand im Zusammenhang mit der Berichterstattung über Verbesserungen zu verringern, sollten die Zeitabstände und die Gründe für die Berichterstattung über Verbesserungen unter Berücksichtigung der Erfahrungen aus der Verwaltungspraxis der Mitgliedstaaten angepasst werden.

(22) Gemäß Artikel 3e Absatz 1 und Artikel 28a Absatz 2 der Richtlinie 2003/87/EG können Luftfahrzeugbetreiber auf Basis von geprüften Tonnenkilometerdaten eine kostenfreie Zuteilung von Zertifikaten für Tätigkeiten nach Anhang I der Richtlinie beantragen.

(23) Der Einsatz der Informationstechnologie sollte gefördert werden, was auch Anforderungen an die Datenaustauschformate und die Verwendung automatisierter Systeme einschließt, und die Mitgliedstaaten sollten daher den Wirtschaftsteilnehmern die Verwendung solcher Systeme vorschreiben dürfen. Außerdem sollten die Mitgliedstaaten ihre eigenen elektronischen Vorlagen und Spezifikationen des Dateiformats ausarbeiten dürfen, die jedoch von der Kommission veröffentlichten Mindestnormen genügen sollten.

(24) Um die Überwachungs- und Berichterstattungsvorschriften für Prozessemissionen klarer zu fassen, sollten Vorschriften für Stoffe festgelegt werden, die andere

CO₂-Emissionen verursachende Formen von Kohlenstoff als karbonathaltige Materialien enthalten. Die Verwendung von Harnstoff bei der Abgaswäsche sollte ausdrücklich erwähnt werden und es sollte ein entsprechender Standardemissionsfaktor aufgeführt werden.

(25) Die Mitgliedstaaten sollten ausreichend Zeit für die Verabschiedung der erforderlichen Maßnahmen und die Schaffung des geeigneten einzelstaatlichen institutionellen Rahmens erhalten, mit denen die wirksame Anwendung dieser Verordnung gewährleistet werden soll. Diese Verordnung sollte daher - im Anschluss an eine weitere Überarbeitung vor Beginn ihrer Anwendbarkeit, um weitere Entwicklungen zu berücksichtigen und Bezugnahmen auf Quellen außerhalb des Unionsrechts nach Möglichkeit zu streichen - ab dem Beginn des vierten Handelszeitraums gelten, mit Ausnahme der Änderungen der Verordnung (EU) Nr. 601/2012, die so bald wie möglich angewendet werden sollten.

(26) Die Verordnung (EU) Nr. 601/2012 sollte zum 1. Januar 2021 aufgehoben werden. Für die Überwachung von, die Berichterstattung über und die Prüfung von Emissionen und Tätigkeitsdaten, die im dritten Handelszeitraum des EU-EHS entstehen bzw. anfallen, sollten ihre Wirkungen jedoch aufrechterhalten werden.

(27) Diese Verordnung umfasst Verbesserungen der Überwachung und Berichterstattung, um der ersten Ausgabe der Internationalen Richtlinien und Empfehlungen zum Umweltschutz - System zur Verrechnung und Reduzierung von Kohlenstoffdioxid für die internationale Luftfahrt (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation - CORSIA) (Anhang 16, Band IV des Abkommens von Chicago) Rechnung zu tragen, die auf der zehnten Sitzung der 214. Tagung des ICAO-Rates am 27. Juni 2018 angenommen wurde. Die Verordnung über die Prüfung von Treibhausgasemissionsberichten und Tonnenkilometerberichten sowie die Akkreditierung von Prüfstellen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG wird ebenfalls geändert, um der ersten Ausgabe internationaler Richtlinien und Empfehlungen Rechnung zu tragen; diese beiden Instrumente werden durch einen delegierten Rechtsakt gemäß Artikel 28c der Richtlinie 2003/87/EG ergänzt. Die Verordnung (EU) Nr. 601/2012 sollte daher entsprechend geändert werden.

(28) Die in dieser Verordnung vorgesehenen Maßnahmen entsprechen der Stellungnahme des Ausschusses für Klimaänderung -

HAT FOLGENDE VERORDNUNG ERLASSEN:

Kapitel I Allgemeine Bestimmungen

Abschnitt 1 Gegenstand und Begriffsbestimmungen

Artikel 1

Diese Verordnung enthält Vorschriften

- i) für die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen und Tätigkeitsdaten gemäß der Richtlinie 2003/87/EG in dem am 1. Januar 2021 beginnenden Handelszeitraum des EU-Emissionshandlungssystems und den darauffolgenden Handelszeiträumen,
- ii) für die Überwachung von und die Berichterstattung über die Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr gemäß Artikel 14 der Richtlinie 2003/87/EG ab dem 1. Januar 2025.

Artikel 2

Diese Verordnung gilt für die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen im Zusammenhang mit den in den Anhängen I und III der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführten Tätigkeiten, für die Tätigkeitsdaten aus ortsfesten Anlagen, für Luftverkehrstätigkeiten einschließlich Nicht-CO₂-Effekten aus dem Luftverkehr sowie für Brennstoffmengen, die im Zusammenhang mit den in Anhang III der genannten Richtlinie aufgeführten Tätigkeiten in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt werden.

Sie gilt

- i) für ab dem 1. Januar 2021 auftretende Emissionen, anfallende Tätigkeitsdaten und in den steuerrechtlich freien Verkehr überführte Brennstoffmengen,
- ii) für Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr ab dem 1. Januar 2025.

Die Überwachung der Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr ab 2025 und die Berichterstattung darüber betrifft alle Nicht-CO₂-Effekte aus in Anhang I der Richtlinie aufgeführten Luftverkehrstätigkeiten, bei denen ein Flugplatz im EWR einbezogen ist. Hinsichtlich der Überwachung und Berichterstattung in Bezug auf die Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr in den Jahren 2025 und 2026 ist eine solche Berichterstattung, die sich grundsätzlich auf alle Strecken beziehen kann, jedoch nur für Strecken zwischen zwei Flugplätzen im EWR und für Strecken von einem Flugplatz im EWR in die Schweiz oder in das Vereinigte Königreich erforderlich. Für die Jahre

2025 und 2026 können auch Nicht-CO₂-Effekte aus anderen Flügen freiwillig gemeldet werden.

Artikel 3 Begriffsbestimmungen

Für die Zwecke dieser Verordnung gelten folgende Begriffsbestimmungen:

1. „Tätigkeitsdaten“: die in einem Prozess verbrauchte oder erzeugte, für die auf Berechnung beruhende Überwachungsmethodik relevante Menge von Brennstoffen oder Materialien, ausgedrückt in Terajoule, als Masse in Tonnen oder - bei Gasen - als Volumen in Normkubikmetern;
2. „Handelszeitraum“: ein Zeitraum gemäß Artikel 13 der Richtlinie 2003/87/EG;
3. weggefallen
4. „Stoffstrom“:
 - a) ein spezifischer Brennstoff, ein spezifisches Rohmaterial oder ein spezifisches Produkt, bei dessen Verbrauch oder Erzeugung an einer oder mehreren Emissionsquellen relevante Treibhausgase emittiert werden;
 - b) im Falle einer Massenbilanzmethodik gemäß Artikel 25 dieser Verordnung
 - i) entweder ein spezifischer Brennstoff, ein spezifisches Rohmaterial oder ein spezifisches Produkt, der bzw. das Kohlenstoff enthält,
 - ii) oder CO₂, das nach Artikel 49 dieser Verordnung weitergeleitet wird;
5. „Emissionsquelle“: ein einzeln identifizierbarer Teil einer Anlage oder ein Prozess in einer Anlage, aus der bzw. dem relevante Treibhausgase emittiert werden, bzw. - bei Luftverkehrstätigkeiten - ein einzelnes Luftfahrzeug;
6. „Unsicherheit“: ein sich auf das Ergebnis einer Größenbestimmung beziehender Parameter, der die Streuung der Werte charakterisiert, die dieser Größe wahrscheinlich zugeschrieben werden können, einschließlich der Effekte durch systematische und zufällig auftretende Einflussfaktoren, ausgedrückt als Abweichung der auftretenden Werte vom Mittelwert in Prozent unter Ansatz eines Konfidenzintervalls von 95 %, wobei jede Asymmetrie der Werteverteilung berücksichtigt wird;

7. „Berechnungsfaktoren“: unterer Heizwert, Emissionsfaktor, vorläufiger Emissionsfaktor, Oxidationsfaktor, Umsetzungsfaktor, Kohlenstoffgehalt, fossiler Anteil, Biomasseanteil, Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null, RFNBO- oder RCF-Anteil, RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null, synthetischer kohlenstoffarmer Anteil, synthetischer kohlenstoffarmer Anteil mit Emissionsfaktor null oder Einheitenumrechnungsfaktor;
8. „Ebene“: eine feste Vorgabe für die Bestimmung von Tätigkeitsdaten, Berechnungsfaktoren, Jahresemissionen, jährlichen Stundenmittelwerten der Emissionen, in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen und Anteilsfaktoren;
9. „inhärentes Risiko“: die Anfälligkeit eines Parameters im jährlichen Emissionsbericht für Falschangaben, die für sich allein oder in Verbindung mit anderen Falschangaben eine wesentliche Falschangabe darstellen könnten, vor Berücksichtigung der Wirkung etwaiger verwandter Kontrollaktivitäten;
10. „Kontrollrisiko“: die Anfälligkeit eines Parameters im jährlichen Emissionsbericht für Falschangaben, die für sich allein oder in Verbindung mit anderen Falschangaben eine wesentliche Falschangabe darstellen könnten und die vom Kontrollsystem weder rechtzeitig verhindert noch erkannt und berichtigt werden können;
11. „Emissionen aus der Verbrennung“: Treibhausgasemissionen, die bei der exothermen Reaktion eines Brennstoffs mit Sauerstoff entstehen;
12. „Berichtszeitraum“: ein Kalenderjahr, in dem Emissionen überwacht und mitgeteilt werden müssen;
13. „Emissionsfaktor“: die durchschnittliche Rate der Emissionen eines Treibhausgases bezogen auf die Tätigkeitsdaten für einen Stoffstrom oder einen Brennstoffstrom, wobei bei der Verbrennung von einer vollständigen Oxidation und bei allen anderen chemischen Reaktionen von einer vollständigen Umsetzung ausgegangen wird;
14. „Oxidationsfaktor“: das Verhältnis des infolge der Verbrennung zu CO₂ oxidierten Kohlenstoffs zu dem im Brennstoff insgesamt enthaltenen Kohlenstoff, ausgedrückt als Bruchteil von eins; dabei wird das in die Atmosphäre emittierte Kohlenmonoxid (CO) als moläquivalente Menge CO₂ betrachtet;

15. „Umsetzungsfaktor“: das Verhältnis des als CO₂ emittierten Kohlenstoffs zu dem im Stoffstrom vor dem Emissionsprozess enthaltenen Kohlenstoff, ausgedrückt als Bruchteil von eins; dabei wird das in die Atmosphäre emittierte Kohlenmonoxid (CO) als moläquivalente Menge CO₂ betrachtet. Im Falle von emittiertem CO₂, das als dauerhaft in einem Produkt chemisch gebunden angesehen wird, bezeichnet der Umrechnungsfaktor das Verhältnis der Menge des CO₂, das während eines Prozesses in einem Produkt als Kohlenstoff gebunden wird, zur Menge des gesamten CO₂, das in einem Produkt am Ende desselben Prozesses als Kohlenstoff enthalten ist;
16. „Genauigkeit“: der Grad der Übereinstimmung zwischen dem Messergebnis und dem wahren Wert einer bestimmten Größe (oder einem empirisch mithilfe von international anerkanntem und rückverfolgbarem Kalibriermaterial nach Standardmethoden bestimmten Referenzwert), wobei sowohl zufällig auftretende als auch systematische Einflussfaktoren berücksichtigt werden;
17. „Kalibrierung“: eine Reihe von Arbeitsschritten zum Abgleich der Messergebnisse eines Messinstruments oder Messsystems oder den Werten eines Prüfnormals oder Referenzmaterials mit den entsprechenden Werten einer auf einen Referenzstandard rückführbaren Bezugsgröße unter vorgegebenen Bedingungen;
18. „Flug“: ein Flug im Sinne von Abschnitt 1 Nummer 1 des Anhangs der Entscheidung 2009/450/EG;
19. „Fluggäste“: die während eines Fluges an Bord eines Flugzeugs befindlichen Personen mit Ausnahme des diensttuenden Bordpersonals;
20. „konservativ“: beruhend auf einer Reihe von auf Sicherheit bedachten Annahmen, wodurch gewährleistet werden soll, dass Jahresemissionen nicht zu niedrig geschätzt werden;
21. „Biomasse“: der biologisch abbaubare Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen biologischen Ursprungs der Landwirtschaft, einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe, der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige, einschließlich der Fischerei und der Aquakultur, sowie der biologisch abbaubare Teil von Abfällen, darunter auch Industrie- und Haushaltsabfälle biologischen Ursprungs;

- 21a. „Biomasse-Brennstoffe“: gasförmige und feste Kraft- und Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden;⁷
- 21b. „Biogas“: gasförmige Kraft- und Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden;⁸
- 21c. „Abfall“: Abfall im Sinne des Artikels 3 Nummer 1 der Richtlinie 2008/98/EG, mit Ausnahme von Stoffen, die absichtlich verändert oder kontaminiert wurden, um dieser Definition zu entsprechen;⁹
- 21ca „Siedlungsabfälle“: Siedlungsabfall im Sinne von Artikel 3 Nummer 2b der Richtlinie 2008/98/EG;
- 21d. „Reststoff“: Stoff, der kein Endprodukt ist, dessen Produktion durch den Produktionsprozess unmittelbar angestrebt wird; er stellt nicht das primäre Ziel des Produktionsprozesses dar, und der Prozess wurde nicht absichtlich geändert, um ihn zu produzieren;¹⁰
- 21e. „Reststoffe aus Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft“: Reststoffe, die unmittelbar in der Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft entstanden sind; sie umfassen keine Reststoffe aus damit verbundenen Wirtschaftszweigen oder aus der Verarbeitung;¹¹
22. „flüssige Biobrennstoffe“: flüssige Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden und für den Einsatz zu energetischen Zwecken, mit Ausnahme des Transports, einschließlich Elektrizität, Wärme und Kälte, bestimmt sind;
23. „Biokraftstoffe“: flüssige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden;
- 23a „zulässiger Flugkraftstoff“: gemäß Artikel 3c Absatz 6 der Richtlinie 2003/87/EG förderfähige Kraftstoffarten;
- 23b. „alternative Flugkraftstoffe“: reine Flugkraftstoffe mit Kohlenstoff, der nicht aus in Anhang III Tabelle 1 dieser Verordnung aufgeführten reinen fossilen Kraftstoffen stammt;

⁷ Artikel 3 Nummer 21a gilt ab dem 1. Januar 2022.

⁸ Artikel 3 Nummer 21b gilt ab dem 1. Januar 2022.

⁹ Artikel 3 Nummer 21c gilt ab dem 1. Januar 2022.

¹⁰ Artikel 3 Nummer 21d gilt ab dem 1. Januar 2022.

¹¹ Artikel 3 Nummer 21e gilt ab dem 1. Januar 2022.

- 23c. „Belegung mit Emissionsfaktor null“: Mechanismus, mit dem der Emissionsfaktor eines Brennstoffs oder Materials herabgesetzt wird, um Folgendes zu bestätigen:
- a) im Falle von Biomasse die Einhaltung der in Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und Absatz 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen nach Maßgabe von Artikel 38 Absatz 5 der vorliegenden Verordnung,
 - b) im Falle von RFNBOs oder RCFs die Einhaltung der in Artikel 29a der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien für Treibhausgaseinsparungen nach Maßgabe von Artikel 39a Absatz 3 der vorliegenden Verordnung,
 - c) im Falle von synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen die Einhaltung der in Artikel 2 Nummer 13 der Richtlinie (EU) 2024/1788 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff festgelegten Kriterien für Treibhausgaseinsparungen; und die vorherige Abgabe von Zertifikaten gemäß der Richtlinie 2003/87/EG für das abgeschiedene CO₂, das für die Herstellung der synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffe erforderlich ist, nach Maßgabe von Artikel 39a Absatz 4 der vorliegenden Verordnung, es sei denn, es handelt sich bei dem abgeschiedenen CO₂ um Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null im Sinne von Artikel 3 Nummer 38f.
- 23d. „Brennstoffe mit Emissionsfaktor null“: Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe, Biomasse-Brennstoffe, synthetische kohlenstoffarme Brennstoffe, RFNBOs oder RCFs oder Anteile von Brennstoff- oder Materialgemischen, die die in Artikel 38 Absatz 5, Artikel 39a Absatz 3 bzw. Artikel 39a Absatz 4 dieser Verordnung genannten Kriterien erfüllen;
- 23e. „wiederverwertete kohlenstoffhaltige Brennstoffe“ (recycled carbon fuels — RCFs): wiederverwertete kohlenstoffhaltige Brenn- und Kraftstoffe im Sinne von Artikel 2 Nummer 35 der Richtlinie (EU) 2018/2001;
- 23f. „erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs“ (renewable fuels of non-biological origin — RFNBOs): erneuerbare Brenn- und Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs im Sinne von Artikel 2 Nummer 36 der Richtlinie (EU) 2018/2001;

- 23g. „reiner Brennstoff“: Brenn- oder Kraftstoff in reiner Form, der nur einen der folgenden Anteile enthält:
- i) einen fossilen Anteil,
 - ii) einen Biomasseanteil ohne Emissionsfaktor null,
 - iii) einen Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null,
 - iv) einen RFNBO- oder RCF-Anteil ohne Emissionsfaktor null,
 - v) einen RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null,
 - vi) einen synthetischen kohlenstoffarmen Anteil ohne Emissionsfaktor null,
 - vii) einen synthetischen kohlenstoffarmen Anteil mit Emissionsfaktor null,
 - viii) einen Anteil von Brennstoffen mit Kohlenstoff, der nicht aus den in Anhang III Tabelle 1 der vorliegenden Verordnung aufgeführten fossilen Kraftstoffen oder aus Biomasse, RFNBOs, RCFs oder synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen stammt;
- 23h. „synthetische kohlenstoffarme Brennstoffe“: gasförmige oder flüssige Brenn- und Kraftstoffe mit einem aus kohlenstoffarmem Wasserstoff im Sinne von Artikel 2 Nummer 13 der Richtlinie (EU) 2024/1788 stammenden Energiegehalt, die in Bezug auf die Verringerung von Treibhausgasemissionen den Mindestschwellenwert von 70 % des Vergleichswerts für fossile Brennstoffe für erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs, der in der gemäß Artikel 29a Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 angenommenen Methode festgelegt ist, erreichen und die gemäß Artikel 9 der Richtlinie (EU) 2024/1788 zertifiziert sind;
24. „gesetzliche messtechnische Kontrolle“: die Kontrolle der für den Anwendungsbereich eines Messgeräts aus Gründen des öffentlichen Interesses, des Gesundheitsschutzes, der öffentlichen Sicherheit und Ordnung, des Umweltschutzes, der Erhebung von Steuern und Abgaben, des Verbraucherschutzes und des lautereren Handels vorgesehenen Messaufgaben;
25. „Fehlergrenze“: der in Anhang I und den gerätespezifischen Anhängen der Richtlinie 2014/32/EU des Europäischen Parlaments und des Rates¹² oder

¹² Richtlinie 2014/32/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Februar 2014 zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung von Messgeräten

gegebenenfalls in den Rechtsvorschriften für die einzelstaatliche gesetzliche messtechnische Kontrolle festgelegte zulässige Messfehler;

26. „Datenflussaktivitäten“: Aktivitäten im Zusammenhang mit der Erhebung, Verarbeitung und Verwaltung von Daten, die für die Erstellung eines Emissionsberichts anhand von Daten aus Primärquellen benötigt werden;
27. „Tonnen CO₂(Äq)“: metrische Tonnen CO₂ oder CO₂(Äq);
28. „CO₂(Äq)“: ein in Anhang II der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführtes Treibhausgas (außer CO₂) mit einem äquivalenten Treibhauspotenzial wie CO₂;
29. „Messsystem“: die Gesamtheit der Messinstrumente und sonstigen Ausrüstungen, z. B. Probenahmegeräte und Datenverarbeitungssysteme, die der Bestimmung von Variablen wie Tätigkeitsdaten, Kohlenstoffgehalt, Heizwert oder Emissionsfaktor von Treibhausgasemissionen dienen;
30. „unterer Heizwert“ (Hu): die bei vollständiger Verbrennung eines Brennstoffs oder Materials mit Sauerstoff unter Standardbedingungen als Wärme freigesetzte spezifische Energiemenge abzüglich der Verdampfungswärme des Wasserdampfs von etwa gebildetem Wasser;
31. „Prozessemissionen“: Treibhausgasemissionen, bei denen es sich nicht um Emissionen aus der Verbrennung handelt und die infolge einer beabsichtigten bzw. unbeabsichtigten Reaktion zwischen Stoffen oder ihrer Umwandlung entstehen, einschließlich der chemischen oder elektrolytischen Reduktion von Metallerzen, der thermischen Zersetzung von Stoffen und der Erzeugung von Stoffen zur Verwendung als Produkt oder Ausgangsmaterial;
32. „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);
33. „Charge“: eine bestimmte Brennstoff- oder Materialmenge, die als Einzellieferung oder kontinuierlich über einen bestimmten Zeitraum hinweg repräsentativ beprobt, charakterisiert und weitergeleitet wird;

auf dem Markt (ABl. L 96 vom 29.3.2014, S. 149).

34. „Brennstoffgemisch“: Brennstoff, der mindestens zwei der folgenden Bestandteile —
- i) Kohlenstoff aus Biomasse,
 - ii) Kohlenstoff aus einem RFNBO oder RCF,
 - iii) Kohlenstoff aus synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen,
 - iv) anderen fossilen Kohlenstoff —
- oder der sowohl Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null als auch anderen Kohlenstoff enthält;
- 34a „Flugkraftstoffgemisch“: Kraftstoff, der mindestens zwei verschiedene reine Kraftstoffe enthält;
35. „Materialgemisch“: ein Material, das sowohl Biomasse als auch fossilen Kohlenstoff enthält;
36. „vorläufiger Emissionsfaktor“: der angenommene Gesamtemissionsfaktor eines Brennstoffs oder Materials, basierend auf dem Gesamtkohlenstoffgehalt vor der Multiplikation mit dem fossilen Anteil zwecks Bestimmung des Emissionsfaktors;
37. „fossiler Anteil“: das Verhältnis von fossilem Kohlenstoff zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs oder Materials, ausgedrückt als Bruchteil;
38. „Biomasseanteil“ das Verhältnis des aus Biomasse stammenden Kohlenstoffs zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs oder Materials, ausgedrückt als Bruchteil, unabhängig davon, ob die Biomasse die Kriterien von Artikel 38 Absatz 5 dieser Verordnung erfüllt;
- 38a. (gestrichen)
- 38b. „Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null“: das Verhältnis des Kohlenstoffs aus Biomasse, die die Kriterien von Artikel 38 Absatz 5 dieser Verordnung erfüllt, zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs oder Materials, ausgedrückt als Bruchteil;
- 38c. „RFBBO- oder RCF-Anteil“: das Verhältnis des aus einem RFNBO oder RCF stammenden Kohlenstoffs zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs, ausgedrückt als Bruchteil, unabhängig davon, ob der RFBNO oder RCF die Kriterien von Artikel 39a Absatz 3 dieser Verordnung erfüllt;

- 38d. „RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null“: das Verhältnis des Kohlenstoffs aus einem RFNBO oder RCF, der die Kriterien von Artikel 39a Absatz 3 dieser Verordnung erfüllt, zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs, ausgedrückt als Bruchteil;
- 38e. „Kohlenstoffanteil mit Emissionsfaktor null“:
- i) im Falle eines Brennstoffs die Summe seines Biomasseanteils mit Emissionsfaktor null, seines synthetischen kohlenstoffarmen Anteils mit Emissionsfaktor null und seines RFNBO- oder RCF-Anteils mit Emissionsfaktor null ohne Doppelerfassung von Kohlenstoff,
 - ii) im Falle eines Materials sein Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null;
- 38f. „Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null“: in einem Brennstoff oder Material enthaltener Kohlenstoff, der zu dem mit Emissionsfaktor null belegten Kohlenstoffanteil dieses Brennstoffs oder Materials gehört;
- 38g. „synthetischer kohlenstoffarmer Anteil“: das Verhältnis des aus synthetischem kohlenstoffarmem Brennstoff stammenden Kohlenstoffs zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs, ausgedrückt als Bruchteil, unabhängig davon, ob der synthetische kohlenstoffarme Brennstoff die Kriterien von Artikel 39a Absatz 4 dieser Verordnung erfüllt;
- 38h. „synthetischer kohlenstoffarmer Anteil mit Emissionsfaktor null“: das Verhältnis des Kohlenstoffs aus einem synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoff, der die Kriterien von Artikel 39a Absatz 4 dieser Verordnung erfüllt, zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs;
39. „Energiebilanzmethode“: eine Methode zur Schätzung der als Brennstoff in einem Kessel verwendeten Energiemenge, berechnet als Summe nutzbarer Wärme und aller relevanten Energieverluste durch Strahlung, Wärmeleitung und über Abgase;
40. „kontinuierliche Emissionsmessung“: eine Reihe von Arbeitsschritten zur Bestimmung des Wertes einer Größe durch periodische Einzelmessungen, wobei entweder 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;
41. „inhärentes CO₂“: CO₂, das Teil eines Stoffstroms ist;

42. „fossiler Kohlenstoff“: anorganischer und organischer Kohlenstoff, bei dem es sich nicht um Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null handelt;
43. „Messstelle“: die Emissionsquelle, deren Emissionen mithilfe eines Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung gemessen werden, oder der Querschnitt eines Pipelinesystems, dessen CO₂-Fluss mithilfe von Systemen zur kontinuierlichen Emissionsmessung ermittelt wird;
44. „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 des am 7. Dezember 1944 in Chicago unterzeichneten Abkommens über die internationale Zivilluftfahrt und gemäß den Vorgaben in Anhang IV Teilabschnitt C Abschnitt 3 der Verordnung (EU) Nr. 965/2012 der Kommission¹³ oder in äquivalenten internationalen Regelungen;
45. „Flugstrecke“: die Großkreisentfernung zwischen Abflug- und Ankunftsflugplatz zuzüglich eines unveränderlichen Faktors von 95 km;
46. „Abflugflugplatz“: der Flugplatz, an dem ein Flug, der eine Luftverkehrstätigkeit gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG darstellt, beginnt;
47. „Ankunftsflugplatz“: der Flugplatz, an dem ein Flug, der eine Luftverkehrstätigkeit gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG darstellt, endet;
48. weggefallen
49. „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;
50. „Flugplatz“: ein Flugplatz im Sinne von Abschnitt 1 Nummer 2 des Anhangs der Entscheidung 2009/450/EG;
51. „Flugplatzpaar“: ein aus einem Abflug- und einem Ankunftsflugplatz bestehendes Paar;

¹³ Verordnung (EU) Nr. 965/2012 der Kommission zur Festlegung technischer Vorschriften und von Verwaltungsverfahren in Bezug auf den Flugbetrieb gemäß der Verordnung (EG) Nr. 216/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 296 vom 25.10.2012, S. 1).

52. „Standardbedingungen“: die Standardtemperatur von 273,15 K und der Standarddruck von 101 325 Pa, die einen Normkubikmeter (Nm³) definieren;
53. „Speicherstätte“: eine Speicherstätte im Sinne von Artikel 3 Nummer 3 der Richtlinie 2009/31/EG;
54. „CO₂-Abscheidung“: die Abscheidung von CO₂ aus Gasströmen, das andernfalls emittiert würde, zwecks Transport und geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte;
55. „CO₂-Transport“: der CO₂-Transport zwecks geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte;
56. „geologische Speicherung von CO₂“: die geologische Speicherung von CO₂ im Sinne von Artikel 3 Nummer 1 der Richtlinie 2009/31/EG;
57. „abgelassene Emissionen“: Emissionen, die absichtlich an einer vorgegebenen Emissionsstelle aus einer Anlage freigesetzt werden;
58. „tertiäre Kohlenwasserstoffförderung“: die Förderung von Kohlenwasserstoffen über die Förderung durch das Einpumpen von Wasser oder anderen Mitteln hinaus;
59. ‚Proxywerte‘: empirische oder aus anerkannten Quellen hergeleitete Jahreswerte, die Betreiber oder beaufsichtigte Unternehmen im Sinne von Artikel 3 der Richtlinie 2003/87/EG anstelle der Tätigkeitsdaten, der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen oder der Berechnungsfaktoren einsetzen, um eine vollständige Berichterstattung zu gewährleisten, wenn die angewandte Überwachungsmethodik nicht alle erforderlichen Tätigkeitsdaten, in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen oder Berechnungsfaktoren hervorbringt;
60. „Wassersäule“: eine Wassersäule im Sinne von Artikel 3 Nummer 2 der Richtlinie 2009/31/EG;
61. „Leckage“: eine Leckage im Sinne von Artikel 3 Nummer 5 der Richtlinie 2009/31/EG;
62. „Speicherkomplex“: ein Speicherkomplex im Sinne von Artikel 3 Nummer 6 der Richtlinie 2009/31/EG;
63. „CO₂-Transportinfrastruktur“: eine Infrastruktur im Sinne von Artikel 3 Nummer 29 der Verordnung (EU) 2024/1735;

- 63b. „CO₂ im Transit“: eine beliebige Menge an weitergeleitetem CO₂ in einer CO₂-Transportinfrastruktur, die nicht innerhalb desselben Berichtszeitraums, in dem sie einging, an eine andere Anlage oder CO₂-Transportinfrastruktur weitergeleitet wurde;
64. „Brennstoffstrom“: ein Brennstoff im Sinne von Artikel 3 Buchstabe af der Richtlinie 2003/87/EG, der mittels besonderer physischer Vorrichtungen wie Pipelines, Lastkraftwagen, Schienenfahrzeugen, Schiffen oder Tankstellen in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt wird und bei dessen Verbrauch durch Kategorien von Verbrauchern in den unter Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG fallenden Sektoren relevante Treibhausgase emittiert werden;
65. „nationaler Brennstoffstrom“: die je nach Brennstoffart vorgenommene Aggregation der Brennstoffströme aller beaufsichtigten Unternehmen im Hoheitsgebiet eines Mitgliedstaats;
66. „Anteilsfaktor“: der zwischen null und eins liegende Faktor zur Bestimmung des Anteils eines Brennstoffstroms, der für die Verbrennung in Sektoren, die unter Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG fallen, verwendet wird;
67. „in den steuerrechtlich freien Verkehr überführte Brennstoffmenge“: Daten über die Menge des Brennstoffs im Sinne von Artikel 3 Buchstabe af der Richtlinie 2003/87/EG, die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt und als Energie in Terajoule, Masse in Tonnen oder Volumen in Normkubikmetern bzw. dem Äquivalent in Litern ausgedrückt wird, vor Anwendung eines Anteilsfaktors;
68. „Einheitenumrechnungsfaktor“: Faktor zur Umrechnung der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen aus der Einheit, in der sie ausgedrückt sind, in Mengen von Energie (in Terajoule), Masse (in Tonnen) oder Volumen (in Normkubikmetern bzw. das Äquivalent in Litern), welcher alle relevanten Faktoren wie die Dichte, den unteren Heizwert oder (bei Gasen) die Umrechnung des oberen Heizwerts in den unteren Heizwert umfasst;
69. „Endverbraucher“: für die Zwecke der Anwendung der Definition eines beaufsichtigten Unternehmens gemäß Artikel 3 Buchstabe ae der Richtlinie 2003/87/EG im Rahmen der vorliegenden Verordnung jede natürliche oder juristische Person, die Verbraucher des Brennstoffs ist und deren jährlicher Brennstoffverbrauch 1 Tonne CO₂ nicht übersteigt;

70. „in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt“: für die Zwecke dieser Verordnung der Zeitpunkt, zu dem der Verbrauchsteueranspruch auf Brennstoff im Sinne von Artikel 3 Buchstabe a der Richtlinie 2003/87/EG gemäß Artikel 6 Absätze 2 und 3 der Richtlinie (EU) 2020/262 des Rates¹⁴ oder gegebenenfalls gemäß Artikel 21 Absatz 5 der Richtlinie 2003/96/EG des Rates¹⁵ entsteht, es sei denn, der Mitgliedstaat hat von dem ihm in Artikel 3 Buchstabe a Ziffer iv der Richtlinie 2003/87/EG eingeräumten Spielraum Gebrauch gemacht, in welchem Falle dies der vom Mitgliedstaat bestimmte Zeitpunkt ist, zu dem Pflichten gemäß Kapitel IVa der genannten Richtlinie entstehen.
71. „Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr“: Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr im Sinne von Artikel 3 Buchstabe v der Richtlinie 2003/87/EG;
72. „CO₂(Äq) pro Flug“: die Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr, die zur Erwärmung der Atmosphäre führen, ausgedrückt als entsprechende Menge an CO₂-Emissionen des betreffenden Fluges;
73. „Strahlungsantrieb“: hervorgerufene Änderung der Energiebilanz der Erde, gemessen in Watt pro Quadratmeter (W/m²);
74. „Wirksamkeit“: die durch einen Klimatreiber verursachte Veränderung der globalen Durchschnittstemperatur pro Einheit des Strahlungsantriebs im Verhältnis zu der Reaktion, die durch einen Standard-CO₂-Antrieb ausgehend von demselben ursprünglichen Klimazustand ausgelöst wird;
75. „CO₂(Äq)-Berechnungsmodell“: ein Modell zur Berechnung der Gesamtauswirkungen der Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr auf das Klima gemäß Anhang IIIa Abschnitt 4 dieser Verordnung;
76. „wetterbasierter Ansatz“: die Methode C gemäß Anhang IIIa Abschnitt 4 dieser Verordnung, bei der in erster Linie verbesserte Wetterdaten sowie Flugdaten, die Flugroute, Luftfahrzeugeigenschaften und Kraftstoffeigenschaften herangezogen werden;

¹⁴ Richtlinie (EU) 2020/262 des Rates vom 19. Dezember 2019 zur Festlegung des allgemeinen Verbrauchsteuersystems (ABl. L 58 vom 27.2.2020, S. 4).

¹⁵ Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (ABl. L 283 vom 31.10.2003, S. 51).

77. „positionsbezogener vereinfachter Ansatz“: die Methode D gemäß Anhang II-la Abschnitt 4 dieser Verordnung, bei der in erster Linie positionsbezogene Daten des Luftfahrzeugs während des Fluges wie Flugdaten oder die Flugroute, aber auch grundlegende Wetterdaten und die Luftfahrzeugeigenschaften herangezogen werden;
78. „System zur Verfolgung von Nicht-CO₂-Effekten aus dem Luftverkehr“ (non-CO₂ aviation effects tracking system — NEATS): ein IT-Instrument, das die Kommission Luftfahrzeugbetreibern, akkreditierten Prüfstellen und zuständigen Behörden zur Verfügung stellt, um die Überwachung, Berichterstattung und Prüfung betreffend Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr gemäß Artikel 14 Absatz 5 der Richtlinie 2003/87/EG zu erleichtern und möglichst weitgehend zu automatisieren;
79. „Luftfahrzeugeigenschaften“: die Kategorie von Informationen, die für jeden Flug mindestens den Luftfahrzeugtyp, die Motornummer(n) und die Luftfahrzeugmasse umfasst;
80. „Flugzeug“: ein von einem Triebwerk angetriebenes Luftfahrzeug, schwerer als Luft, dessen Auftrieb im Flug hauptsächlich durch aerodynamische Reaktionen auf Oberflächen erzeugt wird, die im Flugzustand starr bleiben.

Abschnitt 2 Allgemeine Grundsätze

Artikel 4

Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber kommen ihren Verpflichtungen zur Überwachung von Treibhausgasemissionen und Nicht-CO₂-Effekten aus dem Luftverkehr und zur Berichterstattung darüber im Rahmen der Richtlinie 2003/87/EG nach Maßgabe der in den Artikeln 5 bis 9 der vorliegenden Verordnung festgelegten Grundsätze nach.

Artikel 5 Vollständigkeit

Die Überwachung und Berichterstattung ist vollständig und berücksichtigt alle Prozessemissionen und Emissionen aus der Verbrennung aus sämtlichen Emissionsquellen und Stoffströmen im Zusammenhang mit Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG, anderen gemäß Artikel 24 der Richtlinie einbezogenen relevanten Tätigkeiten und damit zusammenhängenden Tätigkeiten innerhalb der Grenzen der Anlage sowie alle Treibhausgasemissionen, die für diese Tätigkeiten aufge-

listet sind, wobei Doppelerfassungen zu vermeiden sind.

Die Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber ergreifen geeignete Maßnahmen, um etwaige Datenlücken während des Berichtszeitraums zu vermeiden.

Artikel 6 Konsistenz, Vergleichbarkeit und Transparenz

(1) Die Überwachung und Berichterstattung erfolgen konsistent und in der Zeitreihe vergleichbar. Zu diesem Zweck wenden die Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber dieselben Überwachungsmethodiken und Datensätze an, es sei denn, die zuständige Behörde genehmigt Änderungen und Abweichungen.

(2) Die Überwachungsdaten (einschließlich Annahmen, Bezugswerte, Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren) werden von den Anlagen- und Luftfahrzeugbetreibern auf transparente Weise so ermittelt, erfasst, zusammengestellt, analysiert und dokumentiert, dass die Emissionsbestimmung von der Prüfstelle und der zuständigen Behörde nachvollzogen werden kann.

(3) Die Überwachungsdaten (einschließlich Annahmen, Bezugswerte, Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren) werden von den Luftfahrzeugbetreibern auf transparente Weise so ermittelt, erfasst, zusammengestellt, analysiert und dokumentiert, dass die Bestimmung der Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr pro Flug von der Prüfstelle und der zuständigen Behörde nachvollzogen werden kann.

Artikel 7 Genauigkeit

Die Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber tragen dafür Sorge, dass die Emissionsbestimmung weder systematisch noch wissentlich falsch ist.

Sie identifizieren und reduzieren soweit wie möglich etwaige Unsicherheitsquellen.

Sie gehen mit angemessener Sorgfalt vor, um sicherzustellen, dass bei der Berechnung bzw. Messung der Emissionen möglichst genaue Ergebnisse erzielt werden.

Artikel 8 Integrität der Methodik und des Emissionsberichts

Die Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber tragen dafür Sorge, dass hinreichende Gewähr für die Integrität der mitzuteilenden Emissionsdaten und Daten über die Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr besteht. Sie bestimmen die Emissionen und die Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr anhand geeigneter, in dieser Verordnung angeführter Überwachungsmethodiken.

Die Berichte über die Emissionen und die Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr sowie die darin gemachten Aussagen enthalten keine wesentlichen Falschangaben

in Sinne von Artikel 3 Nummer 6 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 der Kommission¹⁶, bei der Auswahl und Präsentation der Informationen werden jegliche Verzerrungen vermieden, und die Berichte gewährleisten eine glaubwürdige und ausgewogene Darstellung der Emissionen einer Anlage oder eines Luftfahrzeugbetreibers und der Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr.

Bei der Wahl einer Überwachungsmethodik werden die Vorzüge einer größeren Genauigkeit gegen den zusätzlichen Kostenaufwand abgewogen. Bei der Überwachung und Berichterstattung wird stets größtmögliche Genauigkeit angestrebt, sofern dies technisch machbar ist und keine unverhältnismäßigen Kosten verursacht.

Artikel 9 Fortlaufende Verbesserung

Die Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber berücksichtigen bei ihrer weiteren Überwachung und Berichterstattung die Empfehlungen in den gemäß Artikel 15 der Richtlinie 2003/87/EG erstellten Prüfberichten.

Artikel 10 Koordinierung

Benennt ein Mitgliedstaat mehrere zuständige Behörden gemäß Artikel 18 der Richtlinie 2003/87/EG, so koordiniert er die Tätigkeit dieser Behörden, die im Rahmen dieser Verordnung durchgeführt wird.

Kapitel II Monitoringkonzept

Abschnitt 1 Allgemeine Bestimmungen

Artikel 11 Allgemeine Verpflichtung

(1) Jeder Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber überwacht die Treibhausgasemissionen und die Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr auf der Grundlage des von der zuständigen Behörde gemäß Artikel 12 dieser Verordnung genehmigten Monitoringkonzepts im Einklang mit der Art und der Funktionsweise der Anlage bzw. Luftverkehrstätigkeit, für die es angewendet wird.

¹⁶ Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 der Kommission vom 19. Dezember 2018 über die Prüfung von Daten und die Akkreditierung von Prüfstellen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 334 vom 31.12.2018, S. 94, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2067/oj).

(2) Im Monitoringkonzept gemäß Absatz 1 sind die an den Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber gerichteten Anleitungen in nachvollziehbarer und einfacher Form dargestellt, wobei Doppelarbeiten vermieden und in der Anlage bereits vorhandene oder vom Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber bereits angewendete Systeme berücksichtigt werden.

Artikel 12 Inhalt und Übermittlung des Monitoringkonzepts

(1) Jeder Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber legt der zuständigen Behörde ein Monitoringkonzept zur Genehmigung vor.

Das Monitoringkonzept besteht aus einer ausführlichen, vollständigen und transparenten Dokumentation der Überwachungsmethodik für eine bestimmte Anlage oder einen bestimmten Luftfahrzeugbetreiber und enthält mindestens die in Anhang I aufgeführten Angaben.

Zusammen mit dem Monitoringkonzept übermittelt der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber die nachstehend genannten Belege:

- a) bei Anlagen für jeden emissionsstarken und emissionschwachen Stoffstrom einen Nachweis der Konformität mit den Unsicherheitsschwellenwerten (wo zutreffend) für Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren für die angewendeten Ebenen gemäß den Anhängen II und IV sowie für jede Emissionsquelle einen Nachweis der Konformität mit den Unsicherheitsschwellenwerten (wo zutreffend) für die angewendeten Ebenen gemäß Anhang VIII;
- b) die Ergebnisse einer Risikobewertung, die belegen, dass die vorgeschlagenen Kontrollaktivitäten und Verfahren für Kontrollaktivitäten den identifizierten inhärenten Risiken und Kontrollrisiken angemessen sind.

(2) Wird in Anhang I auf ein Verfahren verwiesen, so wird ein solches Verfahren vom Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber vom Monitoringkonzept gesondert erstellt, dokumentiert, umgesetzt und unterhalten.

Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber fasst die Verfahren im Monitoringkonzept unter Angabe folgender Informationen zusammen:

- a) Bezeichnung des Verfahrens;
- b) rückverfolgbare und überprüfbare Referenz zur Identifizierung des Verfahrens;

- c) Angabe der Stelle oder Abteilung, die für die Implementierung des Verfahrens sowie für die vom Verfahren generierten oder von ihm verwalteten Daten zuständig ist;
- d) Kurzbeschreibung des Verfahrens, anhand deren der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber, die zuständige Behörde und die Prüfstelle die wesentlichen Parameter und ausgeführten Verfahrensschritte verstehen können;
- e) Ort, an dem die einschlägigen Aufzeichnungen und Informationen aufbewahrt sind;
- f) gegebenenfalls Name des verwendeten computergestützten Systems;
- g) gegebenenfalls eine Auflistung der angewendeten EN- oder sonstigen Normen.

Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber macht der zuständigen Behörde die schriftliche Dokumentation der Verfahren auf Anfrage zugänglich. Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber macht sie zudem für die Prüfung gemäß der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 zugänglich.

Artikel 13 Standardisierte und vereinfachte Monitoringkonzepte

(1) Die Mitgliedstaaten können Anlagen- und Luftfahrzeugbetreibern unbeschadet des Artikels 12 Absatz 3 die Verwendung von standardisierten oder vereinfachten Monitoringkonzepten gestatten.

Zu diesem Zweck können die Mitgliedstaaten Vorlagen für diese Monitoringkonzepte, einschließlich einer Beschreibung der Datenfluss- und Kontrollverfahren gemäß den Artikeln 58 und 59, veröffentlichen, denen von der Kommission veröffentlichte Vorlagen und Leitfäden zugrunde liegen.

(2) Vor der Genehmigung eines vereinfachten Monitoringkonzepts gemäß Absatz 1 führt die zuständige Behörde eine vereinfachte Risikoanalyse durch, um festzustellen, ob die vorgeschlagenen Kontrollaktivitäten und Verfahren für Kontrollaktivitäten den identifizierten inhärenten Risiken und Kontrollrisiken angemessen sind, und begründet die Verwendung eines solchen vereinfachten Monitoringkonzepts.

Die Mitgliedstaaten können vorschreiben, dass der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber die Risikobewertung gemäß dem vorangegangenen Unterabsatz gegebenenfalls selbst durchführt.

Artikel 14 Änderungen des Monitoringkonzepts

(1) Jeder Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber überprüft regelmäßig, ob das Monitoringkonzept der Art und Funktionsweise der Anlage bzw. Luftverkehrstätigkeit im Einklang mit Artikel 7 der Richtlinie 2003/87/EG angemessen ist und ob die Überwachungsmethodik verbessert werden kann.

(2) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber ändert das Monitoringkonzept, zumindest wenn

- a) aufgrund der Durchführung neuer Tätigkeiten oder aufgrund der Verwendung neuer Brennstoffe oder Materialien, die im Monitoringkonzept noch nicht enthalten sind, neue Emissionen auftreten;
 - aa) aufgrund der Durchführung neuer Tätigkeiten Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr auftreten;
- b) es bei der Datenverfügbarkeit aufgrund der Verwendung neuer Arten von Messinstrumenten, neuer Probenahmeverfahren oder neuer Analysemethoden oder aus anderen Gründen Änderungen gegeben hat, sodass die Emissionen genauer bestimmt werden können;
- c) sich herausgestellt, dass aus der bislang angewendeten Überwachungsmethodik resultierende Daten nicht korrekt sind;
- d) eine Änderung des Monitoringkonzepts die Genauigkeit der mitgeteilten Daten verbessert, vorausgesetzt, dass dies technisch machbar ist und keine unverhältnismäßigen Kosten verursacht;
- e) sich herausstellt, dass das Monitoringkonzept mit den Bestimmungen dieser Verordnung nicht in Einklang steht, und die zuständige Behörde den Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber auffordert, es zu ändern;
- f) den in einem Prüfbericht enthaltenen Vorschlägen für Verbesserungen des Monitoringkonzepts nachgekommen werden muss.

Artikel 15 Genehmigung von Änderungen des Monitoringkonzepts

(1) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber übermittelt der zuständigen Behörde umgehend etwaige Vorschläge für Änderungen des Monitoringkonzepts.

Die zuständige Behörde kann dem Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber jedoch gestatten, Änderungen des Monitoringkonzepts, bei denen es sich nicht um erhebliche Änderungen gemäß den Absätzen 3 und 4 handelt, bis spätestens 31. Dezember

desselben Jahres zu übermitteln.

(2) Erhebliche Änderungen des Monitoringkonzepts im Sinne der Absätze 3 und 4 bedürfen der Genehmigung durch die zuständige Behörde.

Betrachtet die zuständige Behörde eine Änderung als nicht erheblich, so teilt sie dies dem Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber umgehend mit.

(3) Erhebliche Änderungen des Monitoringkonzepts einer Anlage sind insbesondere

- a) Änderungen der Kategorie der Anlage, sofern diese Änderungen eine Änderung der Überwachungsmethodik erfordern oder zu einer Änderung der gemäß Artikel 23 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 anwendbaren Wesentlichkeitsschwelle führen;
- b) unbeschadet des Artikels 47 Absatz 8 Änderungen bezüglich der Einstufung einer Anlage als „Anlage mit geringen Emissionen“;
- c) Änderungen von Emissionsquellen;
- d) ein Wechsel von auf Berechnung zu auf Messung beruhenden Methodiken oder umgekehrt bzw. von einer Fall-back-Methodik zu einer auf Ebenen basierenden Methodik für die Emissionsermittlung oder umgekehrt;
- e) eine Änderung der angewendeten Ebene;
- f) die Einführung neuer Stoffströme;
- g) eine Änderung der Kategorisierung von Stoffströmen, d. h. ein Wechsel zwischen den Kategorien emissionsstarker Stoffstrom, emissionsschwacher Stoffstrom oder De-minimis-Stoffstrom, sofern die Änderung eine Änderung der Überwachungsmethodik erforderlich macht;
- h) eine Änderung des Standardwerts für einen Berechnungsfaktor, wenn der Wert im Monitoringkonzept festzusetzen ist;
- i) die Einführung neuer Methoden oder die Änderung bestehender Methoden für die Probenahme, Analyse oder Kalibrierung, wenn sich dies unmittelbar auf die Genauigkeit der Emissionsdaten auswirkt;
- j) die Anwendung oder Anpassung eines Verfahrens zur Quantifizierung von Emissionen aus Leckagen in Speicherstätten.

(4) Erhebliche Änderungen der Monitoringkonzepte eines Luftfahrzeugbetreibers sind insbesondere

- a) in Bezug auf Emissionen:

- i) eine Änderung von im Monitoringkonzept festgesetzten Werten von Emissionsfaktoren;
 - ii) ein Wechsel zwischen den Berechnungsmethoden gemäß Anhang III oder ein Wechsel von der Anwendung einer Berechnungsmethode zur Anwendung einer Schätzmethodik gemäß Artikel 55 Absatz 2 oder umgekehrt;
 - iii) die Einführung neuer Stoffströme;
 - iv) Änderungen bezüglich der Einstufung eines Luftfahrzeugbetreibers als Kleinemittent im Sinne von Artikel 55 Absatz 1 dieser Verordnung und bezüglich der Absicht des Luftfahrzeugbetreibers, die Vereinfachung gemäß Artikel 28a Absatz 4 der Richtlinie 2003/87/EG in Anspruch zu nehmen;
- b) in Bezug auf Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr:
- i) eine Änderung des gewählten CO₂(Äq)-Berechnungsansatzes gemäß Artikel 56a Absatz 4 dieser Verordnung, insbesondere in Bezug auf die IT-Instrumente für die Anwendung der CO₂(Äq)-Berechnungsmodelle;
 - ii) Änderungen bezüglich der Einstufung eines Luftfahrzeugbetreibers als Kleinemittent im Sinne von Artikel 55 Absatz 1 dieser Verordnung.

Artikel 16 Anwendung und Aufzeichnung von Änderungen

(1) Vor Erhalt der Genehmigung bzw. der Mitteilung gemäß Artikel 15 Absatz 2 darf der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber die Überwachung und Berichterstattung anhand des geänderten Monitoringkonzepts vornehmen, wenn er vernünftigerweise davon ausgehen kann, dass die vorgeschlagenen Änderungen nicht erheblich sind, oder wenn die Überwachung nach dem ursprünglichen Monitoringkonzept unvollständige Emissionsdaten ergeben würde.

In Zweifelsfällen wendet der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber parallel sowohl das geänderte als auch das ursprüngliche Monitoringkonzept an, sodass die gesamte Überwachung und Berichterstattung nach beiden Konzepten erfolgt, und führt Aufzeichnungen über die Ergebnisse beider Überwachungen.

(2) Nach Erhalt der Genehmigung bzw. der Mitteilung gemäß Artikel 15 Absatz 2 verwendet der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber ausschließlich die Daten, die sich auf das geänderte Monitoringkonzept beziehen, und nimmt die gesamte Überwa-

chung und Berichterstattung ab dem Zeitpunkt, ab dem diese Fassung des Monitoringkonzepts anwendbar ist, ausschließlich anhand des geänderten Monitoringkonzepts vor.

(3) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber führt Aufzeichnungen von sämtlichen Änderungen des Monitoringkonzepts. Jede Aufzeichnung enthält:

- a) eine transparente Beschreibung der Änderung;
- b) eine Begründung der Änderung;
- c) das Datum der Übermittlung der Änderung an die zuständige Behörde gemäß Artikel 15 Absatz 1;
- d) das Datum der Empfangsbestätigung der zuständigen Behörde für die Übermittlung gemäß Artikel 15 Absatz 1, soweit vorliegend, sowie das Datum der Genehmigung bzw. der Mitteilung gemäß Artikel 15 Absatz 2;
- e) das Datum, ab dem das geänderte Monitoringkonzept im Einklang mit Absatz 2 angewendet wird.

Abschnitt 2 Technische Machbarkeit und unverhältnismäßige Kosten

Artikel 17 Technische Machbarkeit

Erklärt ein Anlagen- oder Luftfahrzeugbetreiber, dass die Anwendung einer bestimmten Überwachungsmethodik technisch nicht machbar ist, so bewertet die zuständige Behörde die technische Machbarkeit, wobei sie die Begründung des Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreibers berücksichtigt. Diese Begründung stützt sich darauf, dass dem Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber technische Mittel zur Verfügung stehen, die den Erfordernissen eines vorgeschlagenen Systems oder einer vorgeschlagenen Auflage gerecht werden und innerhalb der für die Zwecke dieser Verordnung erforderlichen Zeitspanne eingesetzt werden können. Diese technischen Mittel schließen auch die Verfügbarkeit der erforderlichen Techniken und Technologie ein.

Artikel 18 Unverhältnismäßige Kosten

(1) Erklärt ein Anlagen- oder Luftfahrzeugbetreiber, dass die Anwendung einer bestimmten Überwachungsmethodik zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde, so bewertet die zuständige Behörde die Verhältnismäßigkeit der Kosten, wobei sie die Begründung des Betreibers berücksichtigt.

Die zuständige Behörde sieht Kosten als unverhältnismäßig an, wenn die geschätz-

ten Kosten den Nutzen überwiegen. Zu diesem Zweck wird der Nutzen durch Multiplikation eines Verbesserungsfaktors mit einem Referenzpreis von 80 EUR je Zertifikat berechnet; die Kosten schließen einen angemessenen Abschreibungszeitraum auf Basis der wirtschaftlichen Lebensdauer der Ausrüstung ein.

(2) Bei der Bewertung der Verhältnismäßigkeit der Kosten in Bezug auf die für die Tätigkeitsdaten vom Betreiber gewählte Ebene verwendet die zuständige Behörde als Verbesserungsfaktor gemäß Absatz 1 die Differenz zwischen der bisher erreichten Unsicherheit und der Unsicherheitsschwelle, die durch die Verbesserung für die Ebene erreicht würde, multipliziert mit den durch den betreffenden Stoffstrom verursachten durchschnittlichen Jahresemissionen in den letzten drei Jahren.

Sind solche Daten über die durch den betreffenden Stoffstrom verursachten durchschnittlichen Jahresemissionen in den letzten drei Jahren nicht verfügbar, so nimmt der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber eine konservative Schätzung der durchschnittlichen Jahresemissionen - ohne CO₂ aus Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null und vor Abzug von weitergeleitetem CO₂ - vor. Bei Messinstrumenten, die einer einzelstaatlichen gesetzlichen messtechnischen Kontrolle unterliegen, kann die bisher erreichte Unsicherheit durch den höchstzulässigen Verkehrsfehler nach den einschlägigen einzelstaatlichen Rechtsvorschriften ersetzt werden.

Für die Zwecke dieses Absatzes gilt Artikel 38 Absatz 5, sofern dem Betreiber die einschlägigen Informationen zu den Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhauseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, die für die Verbrennung verwendet werden, zur Verfügung stehen.

(3) Bei der Bewertung der Verhältnismäßigkeit der Kosten in Bezug auf Maßnahmen, die die Qualität der Emissionsberichterstattung verbessern, aber keine direkten Auswirkungen auf die Genauigkeit der Tätigkeitsdaten haben, verwendet die zuständige Behörde als Verbesserungsfaktor 1 % der durch die betreffenden Stoffströme verursachten durchschnittlichen Jahresemissionen in den letzten drei Berichtszeiträumen. Zu diesen Maßnahmen können insbesondere gehören:

- a) ein Wechsel von Standardwerten zu Analysen für die Bestimmung von Berechnungsfaktoren;
- b) eine Erhöhung der Zahl von Analysen je Stoffstrom;
- c) sofern die betreffende Messaufgabe nicht unter eine einzelstaatliche gesetzliche messtechnische Kontrolle fällt, die Ersetzung von Messinstrumenten durch Instrumente, die den einschlägigen Bestimmungen der gesetzlichen

messtechnischen Kontrolle des Mitgliedstaats bei vergleichbaren Anwendungen entsprechen, oder durch Messinstrumente, die den gemäß der Richtlinie 2014/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates¹⁷ oder der Richtlinie 2014/32/EU erlassenen einzelstaatlichen Bestimmungen entsprechen;

- d) die Verkürzung der Kalibrierungs- und Wartungsintervalle für Messinstrumente;
- e) Verbesserungen von Datenfluss- und Kontrollaktivitäten, mit denen das inhärente Risiko oder das Kontrollrisiko erheblich verringert wird.

(4) Maßnahmen zur Verbesserung der Überwachungsmethodik einer Anlage, deren Gesamtkosten 4 000 EUR im Berichtszeitraum nicht überschreiten, gelten nicht als unverhältnismäßig. Für Anlagen mit geringen Emissionen liegt dieser Schwellenwert bei 1 000 EUR im Berichtszeitraum.

Kapitel III Überwachung der Emissionen von ortsfesten Anlagen

Abschnitt 1 Allgemeine Bestimmungen

Artikel 19 Kategorisierung von Anlagen, Stoffströmen und Emissionsquellen

(1) Für die Zwecke der Emissionsüberwachung und zur Bestimmung der Mindestanforderungen für Ebenen bestimmt der Anlagenbetreiber die Kategorie seiner Anlage gemäß Absatz 2 und gegebenenfalls die Kategorie jedes Stoffstroms gemäß Absatz 3 und jeder Emissionsquelle gemäß Absatz 4.

(2) Der Anlagenbetreiber stuft jede Anlage in eine der folgenden Kategorien ein:

- a) Kategorie A, wenn die geprüften durchschnittlichen Jahresemissionen des dem laufenden Handelszeitraum unmittelbar vorangegangenen Handelszeitraums - ohne CO₂ aus Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null und vor Abzug von weitergeleitetem CO₂ - höchstens 50 000 Tonnen CO₂ (Äq) betragen;
- b) Kategorie B, wenn die geprüften durchschnittlichen Jahresemissionen des dem laufenden Handelszeitraum unmittelbar vorangegangenen Handelszeitraums - ohne CO₂ aus Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null und vor Abzug

¹⁷ Richtlinie 2014/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Februar 2014 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten betreffend die Bereitstellung nichtselbsttätiger Waagen auf dem Markt (ABl. L 96 vom 29.3.2014, S. 107).

von weitergeleitetem CO₂ - mehr als 50 000 Tonnen, aber nicht mehr als 500 000 Tonnen CO₂(Äq) betragen;

- c) Kategorie C, wenn die geprüften durchschnittlichen Jahresemissionen des dem laufenden Handelszeitraum unmittelbar vorangegangenen Handelszeitraums - ohne CO₂ aus Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null und vor Abzug von weitergeleitetem CO₂ - mehr als 500 000 Tonnen CO₂(Äq) betragen.

Abweichend von Artikel 14 Absatz 2 kann die zuständige Behörde dem Anlagenbetreiber gestatten, das Monitoringkonzept nicht zu ändern, wenn auf der Grundlage der geprüften Emissionen der Schwellenwert für die Einstufung der in Unterabsatz 1 genannten Anlage zwar überschritten wird, der Anlagenbetreiber jedoch der zuständigen Behörde nachweist, dass dieser Schwellenwert nicht bereits in den vorangegangenen fünf Berichtszeiträumen überschritten wurde und in den nachfolgenden Berichtszeiträumen nicht erneut überschritten wird.

(3) Der Anlagenbetreiber vergleicht - vor Abzug von weitergeleitetem CO₂ - jeden Stoffstrom mit der Summe aller absoluten Werte von fossilem CO₂ und CO₂(Äq) für alle Stoffströme, die in die auf Berechnung beruhenden Methodiken einbezogen wurden, sowie aller Emissionen aus Emissionsquellen, die mit auf Messung beruhenden Methodiken überwacht wurden, und stuft anhand dessen jeden Stoffstrom in eine der folgenden Kategorien ein:

- a) „emissionsschwache Stoffströme“, wenn die vom Anlagenbetreiber ausgewählten Stoffströme kumuliert weniger als 5 000 Tonnen der jährlichen Emissionen an fossilem CO₂ freisetzen oder für weniger als 10 % (bis zu einem maximalen Gesamtanteil von 100 000 Tonnen fossilem CO₂/Jahr) verantwortlich sind, wobei der jeweils absolut größere Wert maßgebend ist;
- b) „De-minimis-Stoffströme“, wenn die vom Anlagenbetreiber ausgewählten Stoffströme kumuliert weniger als 1 000 Tonnen der jährlichen Emissionen an fossilem CO₂ freisetzen oder für weniger als 2 % (bis zu einem maximalen Gesamtanteil von 20 000 Tonnen fossilem CO₂/Jahr) verantwortlich sind, wobei der jeweils absolut größere Wert maßgebend ist;
- c) „emissionsstarke Stoffströme“, wenn die Stoffströme nicht in die Kategorien gemäß den Buchstaben a und b fallen.

Abweichend von Artikel 14 Absatz 2 kann die zuständige Behörde dem Anlagenbetreiber gestatten, das Monitoringkonzept nicht zu ändern, wenn auf der Grundlage

der geprüften Emissionen der Schwellenwert für die Einstufung der in Unterabsatz 1 genannten Stoffströme als emissionschwache Stoffströme oder De-minimis-Stoffströme zwar überschritten wird, der Anlagenbetreiber jedoch der zuständigen Behörde nachweist, dass dieser Schwellenwert nicht bereits in den vorangegangenen fünf Berichtszeiträumen überschritten wurde und in den nachfolgenden Berichtszeiträumen nicht erneut überschritten wird.

(4) Der Anlagenbetreiber stuft jede Emissionsquelle, für die eine auf Messung beruhende Methodik angewendet wird, in eine der folgenden Kategorien ein:

- a) „kleine Emissionsquellen“, wenn die Emissionsquelle weniger als 5 000 Tonnen an fossilem CO₂(Äq)/Jahr emittiert oder für weniger als 10 % der fossilen Gesamtemissionen der Anlage (bis zu einem maximalen Anteil von 100 000 Tonnen fossilem CO₂(Äq)/Jahr) verantwortlich ist, wobei der jeweils absolut größere Wert maßgebend ist;
- b) „große Emissionsquellen“, wenn die Emissionsquelle nicht als kleine Emissionsquelle einzustufen ist.

Abweichend von Artikel 14 Absatz 2 kann die zuständige Behörde dem Anlagenbetreiber gestatten, das Monitoringkonzept nicht zu ändern, wenn auf der Grundlage der geprüften Emissionen der Schwellenwert für die Einstufung einer Emissionsquelle als kleine Emissionsquelle gemäß Unterabsatz 1 zwar überschritten wird, der Anlagenbetreiber jedoch der zuständigen Behörde nachweist, dass dieser Schwellenwert nicht bereits in den vorangegangenen fünf Berichtszeiträumen überschritten wurde und in den nachfolgenden Berichtszeiträumen nicht erneut überschritten wird.

(5) Sind die geprüften durchschnittlichen Jahresemissionen des dem laufenden Handelszeitraum unmittelbar vorangegangenen Handelszeitraums nicht verfügbar oder für die Zwecke des Absatzes 2 nicht mehr repräsentativ, so nimmt der Anlagenbetreiber eine konservative Schätzung der durchschnittlichen Jahresemissionen - ohne CO₂ aus Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null und vor Abzug von weitergeleitetem CO₂ - vor, um die Kategorie der Anlage zu bestimmen.

(6) (gestrichen)

Artikel 20 Grenzen der Überwachung

(1) Die Anlagenbetreiber bestimmen die Grenzen der Überwachung für jede Anlage. Innerhalb dieser Grenzen bezieht der Anlagenbetreiber alle relevanten Treibhausgasemissionen aus allen Emissionsquellen und Stoffströmen, die den in der Anlage

durchgeführten Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG zugeordnet sind, sowie Tätigkeiten und Treibhausgase ein, die der Mitgliedstaat, in dem sich die Anlage befindet, gemäß Artikel 24 jener Richtlinie einbezogen hat.

Außerdem bezieht der Anlagenbetreiber Emissionen infolge des regulären Betriebs sowie Emissionen infolge außergewöhnlicher Vorgänge wie Inbetriebnahme, Stilllegung und Notfallsituationen innerhalb des Berichtszeitraums ein, ausgenommen Emissionen aus fahrbaren Maschinen für Beförderungszwecke.

(2) Bei der Festlegung des Überwachungs- und Berichterstattungsprozesses berücksichtigt der Anlagenbetreiber die sektorspezifischen Anforderungen von Anhang IV.

(3) Werden Leckagen aus einem Speicherkomplex im Sinne 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 gemäß Abschnitt 23 von Anhang IV dieser Verordnung überwacht.

Die zuständige Behörde kann gestatten, dass eine Leckage-Emissionsquelle vom Überwachungs- und Berichterstattungsprozess ausgenommen wird, sobald Abhilfemaßnahmen 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.

Artikel 21 Wahl der Überwachungsmethodik

(1) Für die Überwachung der Emissionen einer Anlage wählt der Anlagenbetreiber entweder eine auf Berechnung oder eine auf Messung beruhende Methodik nach Maßgabe der spezifischen Vorschriften dieser Verordnung.

Bei einer auf Berechnung beruhenden Methodik werden Emissionen aus Stoffströmen anhand von Tätigkeitsdaten ermittelt, die durch Messsysteme und zusätzliche Parameter aus Laboranalysen oder Standardwerten gewonnen werden. Die auf Berechnung beruhende Methodik kann durch die Standardmethodik gemäß Artikel 24 oder durch die Massenbilanzmethodik gemäß Artikel 25 implementiert werden.

Bei einer auf Messung beruhenden Methodik werden Emissionen aus Emissionsquellen durch kontinuierliche Messung der Konzentration des betreffenden Treibhausgases im Abgasstrom und durch kontinuierliche Messung des Abgasstroms als solchem ermittelt, einschließlich der Überwachung von CO₂-Weiterleitungen zwischen Anlagen, bei der die CO₂-Konzentration und die Durchflussmenge des weitergeleiteten Gases gemessen werden.

Bei Anwendung der auf Berechnung beruhenden Methodik gibt der Anlagenbetreiber im Monitoringkonzept für jeden Stoffstrom an, ob er die Standardmethodik oder die Massenbilanzmethodik anwendet, einschließlich der betreffenden Ebenen gemäß Anhang II.

(2) Mit Genehmigung der zuständigen Behörde kann der Anlagenbetreiber für unterschiedliche, zur selben Anlage gehörende Emissionsquellen und Stoffströme Standardmethodik, Massenbilanzmethodik und auf Messung beruhende Methodiken kombinieren, sofern es in Bezug auf die Emissionen weder zu Lücken noch zu Doppelerfassungen kommt.

(3) Erfordern die sektorspezifischen Anforderungen des Anhangs IV die Anwendung einer spezifischen Überwachungsmethodik, so wendet der Anlagenbetreiber diese Methodik oder eine auf Messung beruhende Methodik an. Der Anlagenbetreiber kann nur dann eine andere Methodik wählen, wenn er der zuständigen Behörde nachweist, dass die Anwendung der vorgeschriebenen Methodik technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt oder dass die alternative Methodik eine insgesamt höhere Genauigkeit der Emissionsdaten ergibt.

Artikel 22 Nicht auf Ebenen basierende Überwachungsmethodiken

Abweichend von Artikel 21 Absatz 1 kann der Anlagenbetreiber für ausgewählte Stoffströme oder Emissionsquellen eine nicht auf Ebenen basierende Überwachungsmethodik (im Folgenden „Fall-back-Methodik“) anwenden, sofern alle nachstehenden Bedingungen erfüllt sind:

- a) Die Anwendung von mindestens Ebene 1 im Rahmen der auf Berechnung beruhenden Methodik für einen oder mehrere emissionsstarke oder emissionschwache Stoffströme und einer auf Messung beruhenden Methodik für mindestens eine mit denselben Stoffströmen verbundene Emissionsquelle ist technisch nicht machbar oder würde zu unverhältnismäßigen Kosten führen;
- b) der Anlagenbetreiber bewertet und quantifiziert jedes Jahr die Unsicherheiten bei allen für die Bestimmung der Jahresemissionen verwendeten Parametern im Einklang mit dem ISO-Leitfaden zur Angabe der Unsicherheit beim Messen (JCGM 100:2008) oder einer anderen gleichwertigen und international akzeptierten Norm und nimmt die Ergebnisse in den jährlichen Emissionsbericht auf;

- c) der Anlagenbetreiber weist der zuständigen Behörde nach, dass bei Anwendung einer solchen „Fall-back-Überwachungsmethodik“ die Gesamtunsicherheitsschwellen für die jährlichen Treibhausgasemissionen für die gesamte Anlage bei Anlagen der Kategorie A 7,5 %, bei Anlagen der Kategorie B 5,0 % und bei Anlagen der Kategorie C 2,5 % nicht überschreiten.

Artikel 23 Vorübergehende Änderungen der Überwachungsmethodik

(1) Ist es aus technischen Gründen vorübergehend nicht möglich, das von der zuständigen Behörde genehmigte Monitoringkonzept anzuwenden, so wendet der Anlagenbetreiber die höchste erreichbare Ebene oder, wenn die Anwendung einer Ebene nicht erreichbar ist, einen konservativen, nicht auf Ebenen basierenden Ansatz an, bis die Bedingungen für die Anwendung der im Monitoringkonzept genehmigten Ebene wiederhergestellt sind.

Der Anlagenbetreiber trifft alle erforderlichen Vorkehrungen, um zügig zur Anwendung des von der zuständigen Behörde genehmigten Monitoringkonzepts zurückzukehren.

(2) Der Anlagenbetreiber teilt der zuständigen Behörde die vorübergehende Änderung der Überwachungsmethodik gemäß Absatz 1 umgehend mit und gibt dabei Folgendes an:

- a) die Gründe für die Abweichung von dem von der zuständigen Behörde genehmigten Monitoringkonzept;
- b) die Einzelheiten der zwischenzeitlich angewendete Überwachungsmethodik, mit der der Anlagenbetreiber die Emissionen bestimmt, bis die Bedingungen für die Anwendung des von der zuständigen Behörde genehmigten Monitoringkonzepts wiederhergestellt sind;
- c) die Maßnahmen, die der Anlagenbetreiber trifft, um die Bedingungen für die Anwendung des von der zuständigen Behörde genehmigten Monitoringkonzepts wiederherzustellen;
- d) den voraussichtlichen Zeitpunkt, zu dem das von der zuständigen Behörde genehmigte Monitoringkonzept wieder angewendet wird.

Abschnitt 2 Auf Berechnung beruhende Methodik

Unterabschnitt 1 Allgemeines

Artikel 24 Berechnung von Emissionen nach der Standardmethodik

(1) Bei Anwendung der Standardmethodik berechnet der Anlagenbetreiber die Emissionen aus der Verbrennung für jeden Stoffstrom, indem er die Tätigkeitsdaten (die verfeuerte Brennstoffmenge, ausgedrückt als Terajoule auf der Grundlage des unteren Heizwerts) mit dem entsprechenden Emissionsfaktor, ausgedrückt als Tonnen CO₂ je Terajoule (t CO₂/TJ) im Einklang mit der Verwendung des unteren Heizwerts, sowie mit dem entsprechenden Oxidationsfaktor multipliziert.

(1a) Für die Zwecke der Memo-Item-Meldungen berechnet der Anlagenbetreiber auch für jeden verbrannten Stoffstrom und für die als Prozess-Input verwendeten Brennstoffe die folgenden Parameter, die durch die folgenden Berechnungen definiert werden:

- i) Die vorläufigen Gesamtemissionen werden berechnet, indem die Tätigkeitsdaten (verfeuerte Brennstoffmenge, ausgedrückt als Tonnen oder Normkubikmeter) mit dem entsprechenden vorläufigen Emissionsfaktor und dem entsprechenden Oxidationsfaktor multipliziert werden;
- ii) die Emissionen aus Biomasse werden berechnet, indem die vorläufigen Gesamtemissionen mit dem Biomasseanteil multipliziert werden;
- iii) die Emissionen aus Biomasse mit Emissionsfaktor null werden berechnet, indem die vorläufigen Gesamtemissionen mit dem Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null multipliziert werden;
- iv) die Emissionen aus RFNBOs, RCFs oder synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen werden berechnet, indem die vorläufigen Gesamtemissionen mit dem RFNBO- oder RCF-Anteil bzw. dem synthetischen kohlenstoffarmen Anteil multipliziert werden;
- v) die Emissionen aus RFNBOs, RCFs oder synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen mit Emissionsfaktor null werden berechnet, indem die vorläufigen Gesamtemissionen mit dem RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null bzw. dem synthetischen kohlenstoffarmen Anteil mit Emissionsfaktor null multipliziert werden.

(2) Der Anlagenbetreiber bestimmt die Prozessemissionen für jeden Stoffstrom, in-

dem er die Tätigkeitsdaten (Materialverbrauch, Durchsatz oder Produktionsmenge, ausgedrückt als Tonnen oder Normkubikmeter) mit dem entsprechenden Emissionsfaktor, ausgedrückt als $t\ CO_2/t$ oder $t\ CO_2/Nm^3$, und dem entsprechenden Umsetzungsfaktor multipliziert.

(2a) Für die Zwecke der Memo-Item-Meldungen berechnet der Anlagenbetreiber auch für jeden Stoffstrom im Zusammenhang mit Prozessemissionen die folgenden Parameter, die durch die folgenden Berechnungen definiert werden:

- i) Die vorläufigen Gesamtemissionen werden berechnet, indem die Tätigkeitsdaten (Materialverbrauch, Durchsatz oder Produktionsmenge, ausgedrückt als Tonnen oder Normkubikmeter) mit dem entsprechenden Emissionsfaktor, ausgedrückt als $t\ CO_2/t$ oder $t\ CO_2/Nm^3$, und dem entsprechenden Umsetzungsfaktor multipliziert werden;
- ii) die Emissionen aus Biomasse werden berechnet, indem die vorläufigen Gesamtemissionen mit dem betreffenden Biomasseanteil multipliziert werden;
- iii) die Emissionen aus Biomasse mit Emissionsfaktor null werden berechnet, indem die vorläufigen Gesamtemissionen mit dem betreffenden Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null multipliziert werden.

(3) Schließt ein Emissionsfaktor der Ebene 1 oder der Ebene 2 die Wirkung von unvollständigen chemischen Reaktionen bereits ein, so wird der Oxidationsfaktor bzw. Umsetzungsfaktor auf 1 gesetzt.

Artikel 25 Berechnung von Emissionen nach der Massenbilanzmethodik

(1) Bei Anwendung der Massenbilanzmethodik berechnet der Anlagenbetreiber die Menge CO_2 , die den einzelnen in die Massenbilanz einbezogenen Stoffströmen entspricht, indem er die Tätigkeitsdaten (die in die Grenzen der Massenbilanz eingehende oder sie verlassende Menge des Brennstoffs, Materials bzw. weitergeleiteten CO_2) mit dem Kohlenstoffgehalt des Brennstoffs, Materials bzw. weitergeleiteten CO_2 und diesen mit dem fossilen Anteil des Brennstoffs, Materials bzw. weitergeleiteten CO_2 sowie mit $3,664\ t\ CO_2/t\ C$ multipliziert, wobei Anhang II Abschnitt 3 dieser Verordnung angewendet wird.

(1a) Für die Zwecke der Memo-Item-Meldungen berechnet der Anlagenbetreiber auch für jeden in die Massenbilanz einbezogenen Stoffstrom die folgenden Parameter, die durch die folgenden Berechnungen definiert werden:

- i) Die vorläufige CO₂-Gesamtmenge wird berechnet, indem die Tätigkeitsdaten (die in die Grenzen der Massenbilanz eingehende oder sie verlassende Brennstoff- bzw. Materialmenge) mit dem Kohlenstoffgehalt des Brennstoffs bzw. Materials sowie mit 3,664 t CO₂/t C multipliziert werden;
- ii) bei Biomasse wird die CO₂-Menge berechnet, indem die vorläufige CO₂-Gesamtmenge mit dem Biomasseanteil multipliziert wird;
- iii) bei Biomasse mit Emissionsfaktor null wird die CO₂-Menge berechnet, indem die vorläufige CO₂-Gesamtmenge mit dem Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null multipliziert wird;
- iv) gegebenenfalls wird bei RFNBOs, RCFs oder synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen die CO₂-Menge berechnet, indem die vorläufige CO₂-Gesamtmenge mit dem RFNBO- oder RCF-Anteil bzw. dem synthetischen kohlenstoffarmen Anteil multipliziert wird;
- v) gegebenenfalls wird bei RFNBOs, RCFs oder synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen mit Emissionsfaktor null die CO₂-Menge berechnet, indem die vorläufige CO₂-Gesamtmenge mit dem RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null bzw. dem synthetischen kohlenstoffarmen Anteil mit Emissionsfaktor null multipliziert wird.

(2) Unbeschadet des Artikels 49 sind die Emissionen des von der Massenbilanz erfassten Gesamtprozesses die Summe der CO₂-Mengen, die sämtlichen in die Massenbilanz einbezogenen Stoffströmen entsprechen. In die Atmosphäre emittiertes Kohlenmonoxid (CO) wird in der Massenbilanz als Emission der moläquivalenten Menge CO₂ berechnet.

(3) Verwendet der Anlagenbetreiber eine Massenbilanz gemäß diesem Artikel und enthalten Input-Materialien oder Brennstoffe Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null und enthält das Output-Material Kohlenstoff, so legt der Betreiber der zuständigen Behörde Daten über den mit Emissionsfaktor null belegten Anteil des in den Output-Stoffströmen enthaltenen Kohlenstoffs vor. Der Betreiber muss damit nachweisen, dass mit der angewandten Überwachungsmethodik die Gesamtemissionen der Anlage nicht systematisch unterschätzt werden und dass die Gesamtmasse des Kohlenstoffs, die dem mit Emissionsfaktor null belegten Kohlenstoffanteil des in allen relevanten Output-Materialien enthaltenen Kohlenstoffs entspricht, nicht geringer ist als die Gesamtmasse des mit Emissionsfaktor null belegten Anteils des in den Input-

Materialien und Brennstoffen enthaltenen Kohlenstoffs.

Für die Zwecke von Unterabsatz 1 gilt Artikel 39 Absätze 3 und 4 für den mit Emissionsfaktor null belegten Biomasseanteil des als Input verwendeten Biogases und Erdgases.

Artikel 26 Anzuwendende Ebenen

(1) Bei der Festlegung der relevanten Ebenen für emissionsstarke und emissionschwache Stoffströme gemäß Artikel 21 Absatz 1 zur Bestimmung der Tätigkeitsdaten und der einzelnen Berechnungsfaktoren wendet der Anlagenbetreiber Folgendes an:

- a) mindestens die in Anhang V aufgeführten Ebenen, wenn es sich um eine Anlage der Kategorie A handelt oder wenn ein Berechnungsfaktor für einen Stoffstrom benötigt wird, bei dem es sich um einen kommerziellen Standardbrennstoff handelt;
- b) in anderen Fällen als denjenigen gemäß Buchstabe a: die höchste in Anhang II definierte Ebene.

Bei emissionsstarken Stoffströmen kann der Anlagenbetreiber jedoch für Anlagen der Stoffströme gestatten, die noch unter den Ebenen gemäß Unterabsatz 2 liegen (mit Ebene 1 als Minimum), wenn

- a) der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweist, dass die gemäß Unterabsatz 2 erforderliche Ebene technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt, und
- b) der Anlagenbetreiber einen Verbesserungsplan vorlegt, in dem dargelegt ist, wie und bis wann mindestens die gemäß Unterabsatz 2 erforderliche Ebene erreicht werden wird.

(2) Für emissionschwache Stoffströme kann der Anlagenbetreiber eine niedrigere Ebene als gemäß Absatz 1 Unterabsatz 1 erforderlich anwenden (mit Ebene 1 als Minimum), wenn er der zuständigen Behörde nachweist, dass die gemäß Absatz 1 Unterabsatz 1 erforderliche Ebene technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt.

(3) Für De-minimis-Stoffströme kann der Anlagenbetreiber für die Bestimmung der Tätigkeitsdaten und der einzelnen Berechnungsfaktoren konservative Schätzungen anstelle von Ebenen anwenden, es sei denn, eine festgelegte Ebene ist ohne zusätz-

lichen Aufwand erreichbar.

(4) Für den Oxidationsfaktor und den Umsetzungsfaktor wendet der Anlagenbetreiber als Minimum die niedrigsten in Anhang II aufgeführten Ebenen an.

(5) In Fällen, in denen die zuständige Behörde die Verwendung von als t CO₂/t oder t CO₂/Nm³ ausgedrückten Brennstoffemissionsfaktoren genehmigt hat, sowie für Brennstoffe als Prozess-Input oder in Massenbilanzen gemäß Artikel 25 kann der untere Heizwert mithilfe einer konservativen Schätzung anstelle von Ebenen überwacht werden, es sei denn, eine festgelegte Ebene ist ohne zusätzlichen Aufwand erreichbar.

Unterabschnitt 2 Tätigkeitsdaten

Artikel 27 Bestimmung von Tätigkeitsdaten

(1) Der Anlagenbetreiber bestimmt die Tätigkeitsdaten für einen Stoffstrom nach einem der nachstehenden Verfahren:

- a) durch kontinuierliche Messung am Prozess, der die Emissionen verursacht,
- b) durch Aggregierung von gesondert vorgenommenen Mengenmessungen unter Berücksichtigung relevanter Bestandsveränderungen.

(2) Für die Zwecke von Absatz 1 Buchstabe b wird die im Berichtszeitraum verarbeitete Brennstoff- oder Materialmenge berechnet als die im Berichtszeitraum erhaltene Brennstoff- oder Materialmenge abzüglich der Brennstoff oder Materialmenge, die die Anlage verlassen hat, zuzüglich der zu Beginn des Berichtszeitraums auf Lager befindlichen Brennstoff- oder Materialmenge und abzüglich der am Ende des Berichtszeitraums auf Lager befindlichen Brennstoff oder Materialmenge.

Sollte die Bestimmung der auf Lager befindlichen Mengen durch direkte Messung technisch nicht machbar sein bzw. unverhältnismäßige Kosten verursachen, so kann der Anlagenbetreiber diese Mengen wie folgt schätzen:

- a) anhand von Vorjahresdaten in Korrelation mit der Produktionsmenge für den Berichtszeitraum;
- b) anhand von dokumentierten Methoden und den entsprechenden Daten in geprüften Finanzberichten für den Berichtszeitraum.

Sollte die Bestimmung von Tätigkeitsdaten für das gesamte Kalenderjahr technisch nicht machbar sein bzw. unverhältnismäßige Kosten verursachen, so kann der Anlagenbetreiber den nächstgeeigneten Tag wählen, um ein Berichtsjahr vom folgenden

abzugrenzen, und eine entsprechende Abstimmung für das erforderliche Kalenderjahr vornehmen. Die Abweichungen für einen oder mehrere Stoffströme werden genau festgehalten, bilden die Grundlage für einen für das Kalenderjahr repräsentativen Wert und sind auch im Folgejahr konsequent heranzuziehen.

Artikel 28 Messsysteme unter der Kontrolle des Anlagenbetreibers

(1) Für die Bestimmung der Tätigkeitsdaten gemäß Artikel 27 greift der Anlagenbetreiber auf Messergebnisse zurück, die mit unter seiner eigenen Kontrolle in der Anlage befindlichen Messsystemen erzielt werden, sofern alle der nachstehenden Bedingungen erfüllt sind:

- a) Der Anlagenbetreiber führt eine Unsicherheitsbewertung durch und trägt dafür Sorge, dass die Unsicherheitsschwelle der jeweiligen Ebene eingehalten wird.
- b) Der Anlagenbetreiber trägt mindestens einmal jährlich sowie nach jeder Kalibrierung eines Messinstruments dafür Sorge, dass die Kalibrierungsergebnisse, multipliziert mit einem konservativen Anpassungsfaktor, mit den relevanten Unsicherheitsschwellen verglichen werden. Der konservative Anpassungsfaktor basiert auf einer geeigneten Zeitreihe von vorangegangenen Kalibrierungen des betreffenden oder vergleichbarer Messinstrumente, um der Unsicherheit beim Einsatz Rechnung zu tragen.

Bei Überschreitung der gemäß Artikel 12 genehmigten Ebenenschwellen oder festgestellter Nichtkonformität der Ausrüstung in Bezug auf andere Anforderungen trifft der Anlagenbetreiber umgehend Abhilfemaßnahmen und setzt die zuständige Behörde hiervon in Kenntnis.

(2) Der Anlagenbetreiber legt der zuständigen Behörde die Unsicherheitsbewertung gemäß Absatz 1 Buchstabe a vor, wenn er ein neues Monitoringkonzept übermittelt oder wenn dies für eine Änderung des genehmigten Monitoringkonzepts relevant ist. Die Unsicherheitsbewertung erstreckt sich auf die angegebene Unsicherheit der eingesetzten Messinstrumente, Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Kalibrierung sowie alle weiteren Unsicherheiten, die sich aus dem Einsatz der Messgeräte in der Praxis ergeben. Die Unsicherheitsbewertung erstreckt sich auf die Unsicherheit im Zusammenhang mit Bestandsveränderungen, wenn die Lagervorrichtungen mindestens 5 % der jährlich verbrauchten Menge des betreffenden Brennstoffs oder Materials aufnehmen können. Bei der Durchführung der Bewertung berücksichtigt der An-

lagenbetreiber, dass sich die vorgegebenen Werte, anhand deren die Ebenen- Unsicherheitsschwellen in Anhang II festgelegt werden, auf die Unsicherheit über den gesamten Berichtszeitraum beziehen.

Vorausgesetzt die betreffenden Messgeräte wurden in eine für ihre Einsatzspezifikationen geeignete Umgebung eingebaut, kann der Anlagenbetreiber die Unsicherheitsbewertung vereinfachen, indem er davon ausgeht, dass die für das Messgerät angegebene Fehlergrenze bei Einsatz des Messgeräts in der Praxis oder - falls niedriger - die Unsicherheit aus der Kalibrierung, multipliziert mit einem konservativen Anpassungsfaktor, um dem Einfluss der Unsicherheit beim Einsatz Rechnung zu tragen, als die Unsicherheit während des gesamten Berichtszeitraums nach Maßgabe der Ebenendefinitionen in Anhang II angesehen werden kann.

(3) Unbeschadet des Absatzes 2 kann die zuständige Behörde dem Anlagenbetreiber die Verwendung von Messergebnissen gestatten, die mit unter seiner eigenen Kontrolle in der Anlage befindlichen Messsystemen erzielt werden, wenn der Anlagenbetreiber nachweist, dass die eingesetzten Messinstrumente der einschlägigen einzelstaatlichen gesetzlichen messtechnischen Kontrolle unterliegen.

Zu diesem Zweck kann der höchstzulässige Verkehrsfehler, der nach den einzelstaatlichen Rechtsvorschriften zur gesetzlichen messtechnischen Kontrolle für die betreffende Messaufgabe gestattet ist, ohne Vorlage weiterer Nachweise als Unsicherheitswert verwendet werden.

Artikel 29 Messsysteme außerhalb der Kontrolle des Anlagenbetreibers

(1) Ergibt eine vereinfachte Unsicherheitsanalyse, dass die Verwendung von Messsystemen außerhalb der Kontrolle des Anlagenbetreibers im Vergleich zur Verwendung von Messsystemen unter der Kontrolle des Anlagenbetreibers gemäß Artikel 28 dem Anlagenbetreiber die Einhaltung einer mindestens ebenso hohen Ebene ermöglicht, verlässlichere Ergebnisse zeigt und weniger anfällig für Kontrollrisiken ist, so bestimmt der Anlagenbetreiber die Tätigkeitsdaten anhand von Messsystemen außerhalb seiner eigenen Kontrolle.

Zu diesem Zweck kann der Anlagenbetreiber auf eine der folgenden Datenquellen zurückgreifen:

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

b) die durch direktes Ablesen von den Messsystemen ermittelten Werte.

(2) Der Anlagenbetreiber trägt dafür Sorge, dass die anzuwendende Ebene gemäß Artikel 26 eingehalten wird.

Zu diesem Zweck kann der höchstzulässige Verkehrsfehler, der nach den einzelstaatlichen Rechtsvorschriften zur gesetzlichen messtechnischen Kontrolle für die betreffende kommerzielle Transaktion gestattet ist, ohne Vorlage weiterer Nachweise als Unsicherheit verwendet werden.

Sind die im Rahmen der einzelstaatlichen gesetzlichen messtechnischen Kontrolle geltenden Vorgaben weniger streng als die anzuwendende Ebene gemäß Artikel 26, so lässt sich der Anlagenbetreiber von dem für das Messsystem verantwortlichen Handelspartner die anzuwendende Unsicherheit bestätigen.

Unterabschnitt 3 Berechnungsfaktoren

Artikel 30 Bestimmung von Berechnungsfaktoren

(1) Der Anlagenbetreiber bestimmt die Berechnungsfaktoren nach Maßgabe der anzuwendenden Ebene entweder als Standardwerte oder als Analysewerte.

(2) Der Anlagenbetreiber bestimmt und meldet die Berechnungsfaktoren für den Zustand, wie er auch für die entsprechenden Tätigkeitsdaten verwendet wird, d. h. den Zustand, in dem sich der Brennstoff bzw. das Material beim Kauf oder bei der Verwendung in dem die Emissionen verursachenden Prozess befindet, bevor er bzw. es für die Laboranalyse getrocknet oder anderweitig behandelt wird.

Würde diese Vorgehensweise zu unverhältnismäßigen Kosten führen oder lässt sich eine größere Genauigkeit erreichen, so kann der Anlagenbetreiber Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren übereinstimmend mit dem Zustand melden, in dem die Laboranalysen durchgeführt werden.

(2a) Der Anlagenbetreiber bestimmt den Biomasseanteil nur für biomassehaltige Brennstoff- oder Materialgemische. Bei anderen Brennstoffen oder Materialien ist für den Biomasseanteil fossiler Brennstoffe oder Materialien ein Standardwert von 0 % und für den Biomasseanteil von Biomasse-Brennstoffen oder von Materialien, die ausschließlich aus Biomasse bestehen, ein Standardwert von 100 % zu verwenden. Der Anlagenbetreiber bestimmt den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den synthetischen kohlenstoffarmen Anteil nur für Brennstoffgemische, die RFNBOs, RCFs oder synthetische kohlenstoffarme Brennstoffe enthalten. Bei anderen Brennstoffen ist für den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den synthetischen kohlenstoffarmen Anteil ein

Standardwert von 0 % und für den RFNBO- oder RCF-Anteil oder synthetischen kohlenstoffarmen Anteil für Brennstoffe, die ausschließlich aus RFNBOs, RCFs bzw. synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen bestehen, ein Standardwert von 100 % zu verwenden.

Der Anlagenbetreiber bestimmt den Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null, den RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null und den synthetischen kohlenstoffarmen Anteil mit Emissionsfaktor null nur dann, wenn der Anlagenbetreiber die Belegung mit Emissionsfaktor null anwenden möchte.

(3) Hinsichtlich der Interdependenz von Berechnungsfaktoren in Verbindung mit der Zusammensetzung wendet der Anlagenbetreiber die folgenden Regeln an:

- i) Enthält ein Brennstoff oder Material Biomasse, so bestimmt der Anlagenbetreiber den Biomasseanteil gemäß Artikel 39 dieser Verordnung;
- ii) ist der Biomasseanteil nicht gleich null und möchte der Anlagenbetreiber die Belegung mit Emissionsfaktor null anwenden, so bestimmt der Anlagenbetreiber den Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null gemäß Artikel 38 Absatz 5 dieser Verordnung;
- iii) enthält ein Brennstoff einen RFNBO, RCF oder synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoff, so bestimmt der Anlagenbetreiber den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den synthetischen kohlenstoffarmen Anteil gemäß Artikel 39a Absätze 1 und 2 dieser Verordnung;
- iv) ist der RFNBO- oder RCF-Anteil nicht gleich null und möchte der Anlagenbetreiber die Belegung mit Emissionsfaktor null anwenden, so bestimmt der Anlagenbetreiber den RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null gemäß Artikel 39a Absatz 3 dieser Verordnung;
- v) ist der synthetische kohlenstoffarme Anteil nicht gleich null und möchte der Anlagenbetreiber die Belegung mit Emissionsfaktor null anwenden, so bestimmt der Anlagenbetreiber den synthetischen kohlenstoffarmen Anteil mit Emissionsfaktor null gemäß Artikel 39a Absatz 4 dieser Verordnung;
- vi) sind der Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null, der RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null oder der synthetische kohlenstoffarme Anteil mit Emissionsfaktor null nicht gleich null, so berechnet der Anlagenbetreiber den Anteil mit Emissionsfaktor null als Summe aus dem Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null, dem RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null

und dem synthetischen kohlenstoffarmen Anteil mit Emissionsfaktor null. Der fossile Anteil ist die Summe aller Anteile ohne Emissionsfaktor null;

- vii) der Anlagenbetreiber berechnet den Emissionsfaktor als vorläufigen Emissionsfaktor, multipliziert mit dem fossilen Anteil.

Berechnet der Anlagenbetreiber den Anteil mit Emissionsfaktor null nicht, so beträgt der fossile Anteil für die Zwecke von Ziffer vi 100 %.

Abweichend von Unterabsatz 1 kann der Anlagenbetreiber

- i) den Biomasseanteil so bestimmen, dass er mit dem Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null identisch ist, wenn Letzterer auf der Grundlage des Massenbilanzsystems gemäß Artikel 30 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001 bestimmt wird;
- ii) den RFBNO- oder RCF-Anteil so bestimmen, dass er mit dem RFBNO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null identisch ist, wenn Letzterer auf der Grundlage des Massenbilanzsystems gemäß Artikel 30 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001 bestimmt wird;
- iii) den synthetischen kohlenstoffarmen Anteil so bestimmen, dass er mit dem synthetischen kohlenstoffarmen Anteil mit Emissionsfaktor null identisch ist, wenn Letzterer auf der Grundlage des Massenbilanzsystems gemäß Artikel 30 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001 bestimmt wird.

Artikel 31 Standardwerte für Berechnungsfaktoren

(1) Bestimmt der Anlagenbetreiber die Berechnungsfaktoren als Standardwerte, so verwendet er entsprechend den Anforderungen der anzuwendenden Ebene gemäß den Anhängen II und VI einen der folgenden Werte:

- a) die in Anhang VI aufgeführten Standardfaktoren und stöchiometrischen Faktoren;
- b) Standardfaktoren, die die Mitgliedstaaten für ihre dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen vorgelegten nationalen Inventare verwenden;
- c) mit der zuständigen Behörde vereinbarte Literaturwerte, einschließlich von der zuständigen Behörde veröffentlichter Standardfaktoren, die mit den Faktoren gemäß Buchstabe b vereinbar sind, aber für weniger stark aggregierte Brennstoffströme repräsentativ sind;

- d) vom Lieferanten eines Brennstoffs oder Materials spezifizierte und garantierte Werte, sofern der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass der Kohlenstoffgehalt ein 95 %iges Konfidenzintervall von höchstens 1 % aufweist;
- e) Werte, die auf in der Vergangenheit durchgeführten Analysen basieren, sofern der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass diese Werte auch für künftige Chargen desselben Brennstoffs oder Materials repräsentativ sind.

(2) Der Anlagenbetreiber gibt alle angewendeten Standardwerte im Monitoringkonzept an. Ändern sich die Standardwerte von einem Jahr zum anderen, so gibt der Anlagenbetreiber im Monitoringkonzept die maßgebliche Quelle für diesen Wert an.

(3) Die zuständige Behörde darf eine Änderung von Standardwerten für einen Berechnungsfaktor im Monitoringkonzept gemäß Artikel 15 Absatz 2 nur genehmigen, wenn der Anlagenbetreiber nachweist, dass der neue Standardwert zu einer genaueren Bestimmung der Emissionen führt.

(4) Auf Antrag des Anlagenbetreibers kann die zuständige Behörde gestatten, dass der untere Heizwert und die Emissionsfaktoren von Brennstoffen unter Anwendung derselben Ebenen bestimmt werden, wie sie für kommerzielle Standardbrennstoffe vorgeschrieben sind, sofern der Anlagenbetreiber mindestens alle drei Jahre nachweist, dass das Intervall von 1 % für den spezifizierten unteren Heizwert in den vergangenen drei Jahren eingehalten wurde.

(5) Auf Antrag des Anlagenbetreibers kann die zuständige Behörde akzeptieren, dass der stöchiometrische Kohlenstoffgehalt eines reinen chemischen Stoffes als Einhaltung der Anforderungen einer Ebene betrachtet wird, die andernfalls Analysen gemäß den Artikeln 32 bis 35 erfordern würde, sofern der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass die Durchführung von Analysen zu unverhältnismäßigen Kosten und die Verwendung des stöchiometrischen Wertes nicht zur Unterschätzung der Emissionen führt.

Artikel 32 Auf Analysen basierende Berechnungsfaktoren

(1) Der Anlagenbetreiber stellt sicher, dass die Analysen, Probenahmen, Kalibrierungen und Validierungen für die Bestimmung von Berechnungsfaktoren nach Methoden erfolgen, denen entsprechende EN-Normen zugrunde liegen.

Sind keine solchen Normen verfügbar, so stützen sich die Methoden auf geeignete

ISO-Normen oder nationale Normen. Gibt es keine anwendbaren veröffentlichten Normen, so werden geeignete Normentwürfe, Best-Practice-Leitlinien der Industrie oder andere wissenschaftlich erprobte Vorgehensweisen verwendet, die systematische Fehler bei Probenahme und Messung begrenzen.

(2) Werden zur Emissionsbestimmung Online-Gaschromatographen oder extraktive oder nicht extraktive Gasanalytoren verwendet, so holt der Anlagenbetreiber die Genehmigung der zuständigen Behörde für die Verwendung dieser Geräte ein. Diese werden nur für die Bestimmung von Daten zur Zusammensetzung von gasförmigen Brennstoffen und Materialien verwendet. Als Mindestmaßnahmen zur Qualitätssicherung stellt der Anlagenbetreiber sicher, dass das Instrument einer ersten Validierung und jährlich wiederholten Validierungen unterzogen wird.

(3) Alle Analyseergebnisse werden nur für die Lieferperiode oder die Charge des Brennstoffs oder Materials verwendet, für die die Proben entnommen wurden und für die die Proben repräsentativ sein sollen.

Bei der Bestimmung eines spezifischen Parameters zieht der Anlagenbetreiber die Ergebnisse aller in Bezug auf diesen Parameter durchgeführten Analysen heran.

Artikel 33 Probenahmeplan

(1) Werden Berechnungsfaktoren mittels Analysen bestimmt, so legt der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde für jeden Brennstoff bzw. jedes Material einen Probenahmeplan in Form eines schriftlichen Verfahrens zur Genehmigung vor, in dem die Vorgehensweisen für die Vorbereitung der Proben, insbesondere die Zuständigkeiten, die Orte, die Häufigkeiten und die Mengen sowie die Vorgehensweisen für die Lagerung und den Transport der Proben präzisiert sind.

Der Anlagenbetreiber stellt sicher, dass die gezogenen Proben für die betreffende Charge oder Lieferperiode repräsentativ und frei von systematischen Fehlern sind. Die relevanten Bestandteile des Probenahmeplans werden mit dem Labor vereinbart, das die Analysen für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material durchführt, und das Vorliegen einer solchen Vereinbarung wird im Plan nachgewiesen. Der Anlagenbetreiber macht den Plan zudem für die Prüfung gemäß der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 zugänglich.

(2) Der Anlagenbetreiber passt im Einvernehmen mit dem Labor, das die Analysen für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material durchführt, und vorbehaltlich der Genehmigung der zuständigen Behörde die Bestandteile des Probenah-

meplans an, wenn aus den Analyseergebnissen ersichtlich wird, dass die Heterogenität des Brennstoffs oder Materials erheblich von den Angaben zur Heterogenität abweichen, die dem ursprünglichen Probenahmeplan für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material zugrunde lagen.

Artikel 34 Inanspruchnahme von Laboratorien

(1) Der Anlagenbetreiber stellt sicher, dass die Laboratorien, die zur Durchführung der Analysen zwecks Bestimmung von Berechnungsfaktoren in Anspruch genommen werden, gemäß EN ISO/IEC 17025 für die betreffenden Analysemethoden akkreditiert sind.

(2) Nicht gemäß EN ISO/IEC 17025 akkreditierte Laboratorien dürfen nur dann für die Bestimmung von Berechnungsfaktoren herangezogen werden, wenn der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass die Inanspruchnahme von Laboratorien gemäß Absatz 1 technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde und dass das nicht akkreditierte Labor Anforderungen genügt, die denen der EN ISO/IEC 17025 gleichwertig sind.

(3) Die zuständige Behörde geht davon aus, dass ein Labor der Norm EN ISO/IEC 17025 gleichwertige Anforderungen im Sinne von Absatz 2 erfüllt, wenn der Anlagenbetreiber den Nachweis gemäß den Unterabsätzen 2 und 3 nach Möglichkeit in gleicher Form und ebenso detailliert erbringt, wie dies für die Verfahren gemäß Artikel 12 Absatz 2 vorgeschrieben ist.

In Bezug auf das Qualitätsmanagement weist der Anlagenbetreiber eine Zertifizierung des Labors gemäß EN ISO/IEC 9001, die durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle durchgeführt wurde, oder andere zertifizierte Qualitätsmanagementsysteme nach, die auf das Labor Anwendung finden. In Ermangelung solcher zertifizierten Qualitätsmanagementsysteme legt der Anlagenbetreiber andere geeignete Nachweise dafür vor, dass das Labor in der Lage ist, sein Personal, seine Verfahren, Dokumente und Aufgaben auf verlässliche Weise zu verwalten.

In Bezug auf die fachliche Kompetenz weist der Anlagenbetreiber nach, dass das Labor fachlich kompetent und in der Lage ist, mit geeigneten Analyseverfahren technisch stichhaltige Ergebnisse zu erzielen. Ein solcher Nachweis deckt mindestens die folgenden Elemente ab:

- a) Management der Kompetenzen des Personals für die zugewiesenen speziellen Aufgaben;

- b) Eignung der Räumlichkeiten und der Umgebungsbedingungen;
- c) Auswahl von Analysemethoden und einschlägigen Normen;
- d) gegebenenfalls Handhabung der Probenahme und Probevorbereitung, einschließlich Kontrolle der Unversehrtheit der Probe;
- e) gegebenenfalls Entwicklung und Validierung neuer Analysemethoden oder Anwendung von nicht unter internationale oder nationale Normen fallenden Methoden;
- f) Unsicherheitsbewertung;
- g) Gerätemanagement, einschließlich Verfahren für die Kalibrierung, Justierung, Wartung und Reparatur von Geräten, sowie Führung entsprechender Aufzeichnungen;
- h) Management und Kontrolle von Daten, Dokumenten und Software;
- i) Management von Kalibriergegenständen und Referenzmaterial;
- j) Qualitätssicherung für Kalibrier- und Prüfergebnisse, einschließlich regelmäßiger Teilnahme an Eignungsprüfungsprogrammen, Anwendung von zertifizierten Referenzmaterialien in Analysemethoden oder Vergleichsuntersuchung mit einem akkreditierten Labor;
- k) Management von ausgelagerten Prozessen;
- l) Management von Aufträgen und Kundenbeschwerden sowie Gewährleistung von zeitnahen Korrekturmaßnahmen.

Artikel 35 Häufigkeit der Analysen

(1) Der Anlagenbetreiber wendet die in Anhang VII aufgeführten Mindesthäufigkeiten für Analysen für die relevanten Brennstoffe und Materialien an.

(2) Die zuständige Behörde kann dem Anlagenbetreiber die Anwendung einer anderen Häufigkeit als derjenigen gemäß Absatz 1 gestatten, wenn keine Mindesthäufigkeiten vorliegen oder wenn der Anlagenbetreiber einen der folgenden Sachverhalte nachweist:

- a) Ausgehend von historischen Daten, einschließlich Analysewerten für die betreffenden Brennstoffe oder Materialien aus dem dem laufenden Berichtszeitraum unmittelbar vorangegangenen Berichtszeitraum, beträgt eine etwaige Abweichung bei den Analysewerten für den betreffenden Brennstoff oder das

betreffende Material nicht mehr als 1/3 des Unsicherheitswerts, den der Anlagenbetreiber in Bezug auf die Bestimmung der Tätigkeitsdaten für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material einhalten muss;

- b) die Anwendung der vorgeschriebenen Häufigkeit würde zu unverhältnismäßigen Kosten führen.

Wird eine Anlage nicht das ganze Jahr über betrieben oder werden Brennstoffe oder Materialien in Chargen geliefert, die über einen längeren Zeitraum als ein Kalenderjahr verbraucht werden, so kann die zuständige Behörde mit dem Anlagenbetreiber einen geeigneteren Zeitplan für die Analysen vereinbaren, sofern eine mit Unterabsatz 1 Buchstabe a vergleichbare Unsicherheit erzielt wird.

Unterabschnitt 4 Spezifische Berechnungsfaktoren

Artikel 36 Emissionsfaktoren für CO₂

(1) Der Anlagenbetreiber bestimmt tätigkeitsspezifische Emissionsfaktoren für CO₂-Emissionen.

(2) Die Emissionsfaktoren von Brennstoffen, einschließlich solcher, die als Prozess-Input verwendet werden, werden als t CO₂/TJ ausgedrückt.

Die zuständige Behörde kann dem Anlagenbetreiber für Emissionen aus der Verbrennung die Verwendung eines als t CO₂/t oder t CO₂/Nm³ ausgedrückten Brennstoffemissionsfaktors gestatten, wenn die Verwendung eines als t CO₂/TJ ausgedrückten Emissionsfaktors zu unverhältnismäßigen Kosten führt oder wenn mit der Verwendung eines solchen Emissionsfaktors eine zumindest gleich hohe Genauigkeit bei den berechneten Emissionen erreicht werden kann.

(3) Für die Umrechnung des Kohlenstoffgehalts in den entsprechenden Wert eines CO₂-bezogenen Emissionsfaktors oder umgekehrt wendet der Anlagenbetreiber den Faktor 3,664 t CO₂/t C an.

Artikel 37 Oxidations- und Umsetzungsfaktoren

(1) Der Anlagenbetreiber wendet zur Bestimmung von Oxidations- und Umsetzungsfaktoren Ebene 1 als Minimum an. Schließt der Emissionsfaktor die Wirkung einer unvollständigen Oxidation oder Umsetzung ein, so wendet der Anlagenbetreiber für den Oxidations- oder Umsetzungsfaktor einen Wert von 1 an.

Die zuständige Behörde kann den Anlagenbetreibern jedoch vorschreiben, durchgehend die Ebene 1 anzuwenden.

(2) Werden in einer Anlage mehrere Brennstoffe verwendet und ist für den spezifischen Oxidationsfaktor Ebene 3 anzuwenden, so kann der Anlagenbetreiber bei der zuständigen Behörde die Genehmigung einer oder beider der nachstehenden Vorgehensweisen beantragen:

- a) Bestimmung eines aggregierten Oxidationsfaktors für den gesamten Verbrennungsprozess und Anwendung dieses Faktors auf alle Brennstoffe;
- b) Zuordnung der unvollständigen Oxidation zu einem emissionsstarken Stoffstrom und Verwendung eines Werts von 1 für den Oxidationsfaktor der anderen Stoffströme.

Bei Verwendung von Brennstoffgemischen weist der Anlagenbetreiber nach, dass die Anwendung von Unterabsatz 1 Buchstabe a oder b nicht zu einer Unterschätzung der Emissionen führt.

Unterabschnitt 5 Behandlung von Biomasse, synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen, RFNBOs und RCFs

Artikel 38 Biomasse-Stoffströme

(1) Der Anlagenbetreiber kann die Tätigkeitsdaten für einen Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null -Stoffstrom bestimmen, ohne Ebenen anzuwenden und ohne analytische Nachweise bezüglich des Biomasseanteils vorzulegen, sofern der Stoffstrom ausschließlich aus Biomasse besteht und der Anlagenbetreiber gewährleisten kann, dass der Stoffstrom nicht mit anderen Materialien oder Brennstoffen kontaminiert ist.

(2) Der Emissionsfaktor für Biomasse beträgt null. Für die Zwecke dieses Unterabsatzes gilt Artikel 38 Absatz 5.

(3) Torf, Xylit und die fossilen Anteile von Brennstoff- oder Materialgemischen gelten nicht als Biomasse.

(4) Beträgt der Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null eines Brennstoff- oder Materialgemischs 97 % oder mehr oder gilt das Gemisch aufgrund der Menge der auf den fossilen Anteil des Brennstoffs oder Materials zurückgehenden Emissionen als De-minimis-Stoffstrom, so kann die zuständige Behörde dem Anlagenbetreiber für die Bestimmung von Tätigkeitsdaten und relevanten Berechnungsfaktoren die Anwendung Ebenen unabhängiger Methodiken einschließlich der Energiebilanzmethode gestatten.

(5) Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe müssen die Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen gemäß Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und Absatz 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 erfüllen, um auf den mit Emissionsfaktor null belegten Biomasseanteil eines Stoffstroms angerechnet zu werden.

Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, die aus Abfällen und Reststoffen — mit Ausnahme von Reststoffen aus Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei oder Forstwirtschaft — hergestellt werden, müssen jedoch lediglich die Kriterien gemäß Artikel 29 Absatz 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 erfüllen. Dieser Unterabsatz gilt auch für Abfälle und Reststoffe, die vor ihrer Weiterverarbeitung zu Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen zuerst zu einem anderen Produkt verarbeitet werden.

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

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

Artikel 29 Absatz 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 gilt für Anlagen im Sinne von Artikel 3 Buchstabe e der Richtlinie 2003/87/EG.

Die Einhaltung der in Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und Absatz 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien wird gemäß Artikel 30 und Artikel 31 Absatz 1 dieser Richtlinie bewertet. Die Kriterien können auch als erfüllt angesehen werden, wenn der Anlagenbetreiber in der gemäß Artikel 31a der Richtlinie (EU) 2018/2001 eingerichteten Unionsdatenbank oder in einer von dem Mitgliedstaat gemäß Artikel 31a Absatz 5 dieser Richtlinie eingerichteten nationalen Datenbank Nachweise für den Erwerb einer Menge an Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biogas im Zusammenhang mit der Löschung der betreffenden Menge vorlegt. Bei einem späteren Verstoß gegen den Nachweis der Nachhaltigkeit der gelöschten Mengen in den vorgenannten Datenbanken berichtet die zuständige Behörde die geprüften Emissionen entsprechend.

Entspricht die verwendete Biomasse nicht diesem Absatz, so gilt ihr Kohlenstoffgehalt als fossiler Kohlenstoff.

Gelten gemäß den Unterabsätzen 1 bis 6 dieses Absatzes die in Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und Absatz 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien nicht für Bi-

omasse, so entspricht der Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null ihrem Biomasseanteil.

(6) Abweichend von Absatz 5 Unterabsatz 1 können die Mitgliedstaaten beziehungsweise die zuständigen Behörden die in jenem Absatz genannten Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, die im Zeitraum vom 1. Januar 2022 bis zum 31. Dezember 2022 für die Verbrennung verwendet werden, als erfüllt betrachten.

Artikel 39 Bestimmung von Biomasseanteil und fossilem Anteil

(1) Bei biomassehaltigen Brennstoffen oder Materialien kann der Anlagenbetreiber entweder einen Biomasseanteil von null annehmen und einen Standardwert von 0 % Biomasseanteil anwenden oder einen Biomasseanteil gemäß Absatz 2 unter Anwendung von Ebenen gemäß Anhang II Abschnitt 2.4 dieser Verordnung bestimmen.

(2) Wenn der Anlagenbetreiber vorbehaltlich der vorgeschriebenen Ebene Analysen zur Bestimmung des Biomasseanteils durchführen muss, so geschieht dies auf der Grundlage einer einschlägigen Norm und der entsprechenden Analyseverfahren, sofern die Anwendung dieser Norm und Analyseverfahren von der zuständigen Behörde genehmigt sind.

Wenn der Anlagenbetreiber vorbehaltlich der vorgeschriebenen Ebene Analysen zur Bestimmung des Biomasseanteils durchführen muss, die Anwendung von Unterabsatz 1 jedoch technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde, so legt der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde eine alternative Schätzmethode zur Bestimmung des Biomasseanteils zur Genehmigung vor. Für Brennstoffe oder Materialien aus einem Produktionsprozess mit definierten und rückverfolgbaren Input-Stoffströmen kann der Anlagenbetreiber die Schätzung auf der Grundlage einer Materialbilanz des in den Prozess eingehenden oder ihn verlassenden fossilen und Biomassekohlenstoffs vornehmen.

(2a) (gestrichen)

(3) Abweichend von den Absätzen 1 und 2 dieses Artikels sowie von Artikel 30 darf der Anlagenbetreiber, außer für die Zwecke des Artikels 43 Absatz 4b, nicht auf Analysen oder Schätzmethoden gemäß Absatz 2 des vorliegenden Artikels zurückgreifen, um den Biomasseanteil von Erdgas aus einem Gasnetz, in das Biogas eingespeist wird, zu bestimmen.

Der Anlagenbetreiber kann nach der in Absatz 4 beschriebenen Methode bestimmen, dass eine bestimmte Menge Erdgas aus dem Gasnetz Biogas mit Emissionsfaktor null ist. In diesem Fall geht der Anlagenbetreiber abweichend von Artikel 30 Absatz 3 davon aus, dass der Biomasseanteil mit dem Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null identisch ist.

(4) Der Anlagenbetreiber kann den Biomasseanteil und den identischen mit Emissionsfaktor null belegten Biomasseanteil von Biogas anhand von Rechnungsunterlagen über den Erwerb von Biogas mit gleichem Energiegehalt bestimmen, sofern er der zuständigen Behörde glaubhaft nachweist, dass

- a) ein und dieselbe Biogasmenge nicht doppelt gezählt wird, insbesondere, dass niemand anderes angibt, das erworbene Biogas zu verwenden; dieser Nachweis kann durch die Vorlage eines Herkunftsnachweises im Sinne von Artikel 2 Nummer 12 der Richtlinie (EU) 2018/2001 erbracht werden;
- b) der Anlagenbetreiber und der Produzent des Biogases an dasselbe Gasnetz angeschlossen sind.

Zum Nachweis der Einhaltung dieses Absatzes kann der Anlagenbetreiber auf die Daten zurückgreifen, die in einer von einem oder mehreren Mitgliedstaaten eingerichteten Datenbank gespeichert sind, die die Rückverfolgung der Weiterleitung von Biogas ermöglicht. Die Einhaltung dieses Absatzes kann als nachgewiesen gelten, wenn der Anlagenbetreiber in der gemäß Artikel 31a der Richtlinie (EU) 2018/2001 eingerichteten Unionsdatenbank oder in einer von dem Mitgliedstaat gemäß Artikel 31a Absatz 5 der Richtlinie (EU) 2018/2001 eingerichteten nationalen Datenbank Nachweise für den Erwerb einer Menge an Biogas im Zusammenhang mit der Löschung der betreffenden Menge vorlegt. Bei einem späteren Verstoß gegen den Nachweis der Nachhaltigkeit der gelöschten Mengen in den vorgenannten Datenbanken berichtet die zuständige Behörde die geprüften Emissionen entsprechend.

Artikel 39a Bestimmung des RFNBO- oder RCF-Anteils oder des Anteils synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe und des RFNBO- oder RCF-Anteils mit Emissionsfaktor null oder des Anteils synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe mit Emissionsfaktor null

(1) Bei Brennstoffen oder Materialien, die RFNBOs, RCFs oder synthetische kohlenstoffarme Brennstoffe enthalten, für die der Anlagenbetreiber den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den synthetischen kohlenstoffarmen Anteil nicht gemäß Absatz 2

bestimmen kann, geht der Anlagenbetreiber davon aus, dass kein RFNBO, RCF oder synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoff enthalten ist, und wendet als Standardwert einen RFNBO-Anteil oder RCF-Anteil oder einen Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe von 0 % an.

(2) Der Anlagenbetreiber bestimmt die folgenden Berechnungsfaktoren für die Zusammensetzung der Brennstoffe auf der Grundlage der Massenbilanz gemäß Artikel 30 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001:

- i) RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null oder Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe mit Emissionsfaktor null;
- ii) RFNBO- oder RCF-Anteil oder Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe.

Wenn der Anlagenbetreiber nicht auf die Belegung mit Emissionsfaktor null zurückgreifen möchte, können abweichend von Unterabsatz 1 für den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den synthetischen kohlenstoffarmen Anteil andere Ansätze wie eine Materialbilanz des Misch- oder Herstellungsverfahrens, aus dem der Brennstoff oder das Material gewonnen wird, angewandt werden.

(3) Für den Kohlenstoffgehalt von Brennstoffen, die als RFNBOs oder RCFs im Sinne der Richtlinie (EU) 2018/2001 gelten und die die Kriterien für Treibhausgasemissionseinsparungen gemäß Artikel 29a der genannten Richtlinie erfüllen, gilt der Emissionsfaktor null.

Die Einhaltung der in Artikel 29a der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien wird gemäß Artikel 30 und Artikel 31 Absatz 1 dieser Richtlinie bewertet. Die Kriterien können auch als erfüllt angesehen werden, wenn der Anlagenbetreiber in der gemäß Artikel 31a der Richtlinie (EU) 2018/2001 eingerichteten Unionsdatenbank oder in einer von den Mitgliedstaaten gemäß Artikel 31a Absatz 5 der genannten Richtlinie eingerichteten nationalen Datenbank Nachweise für den Erwerb einer Menge an RFNBOs oder RCFs im Zusammenhang mit der Löschung der betreffenden Menge vorlegt. Bei einem späteren Verstoß gegen den Nachweis der Nachhaltigkeit der gelöschten Mengen in den vorgenannten Datenbanken berichtigt die zuständige Behörde die geprüften Emissionen entsprechend.

Erfüllt der RFNBO oder der RCF nicht die in Unterabsatz 1 genannten Kriterien, so gilt sein Kohlenstoffgehalt als fossiler Kohlenstoff.

(4) Synthetische kohlenstoffarme Brennstoffe werden mit dem Emissionsfaktor null belegt, wenn für ihren Kohlenstoffgehalt zuvor gemäß der Richtlinie 2003/87/EG Zer-

tifikate abgegeben wurden, es sei denn, es handelt sich bei dem abgedeckten CO₂ um Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null im Sinne von Artikel 3 Nummer 38f dieser Verordnung.

Die Einhaltung der in Artikel 29a Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien wird gemäß Artikel 30 und Artikel 31 Absatz 1 dieser Richtlinie bewertet. Die Kriterien können auch als erfüllt angesehen werden, wenn der Anlagenbetreiber in der gemäß Artikel 31a der Richtlinie (EU) 2018/2001 eingerichteten Unionsdatenbank oder in einer von dem Mitgliedstaat gemäß Artikel 31a Absatz 5 der genannten Richtlinie eingerichteten nationalen Datenbank Nachweise für den Erwerb einer Menge an synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen im Zusammenhang mit der Löschung der betreffenden Menge vorlegt. Bei einem späteren Verstoß gegen den Nachweis der Nachhaltigkeit der gelöschten Mengen in den vorgenannten Datenbanken berichtigt die zuständige Behörde die geprüften Emissionen entsprechend. In allen anderen Fällen gilt der Kohlenstoffgehalt synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe als fossiler Kohlenstoff.

(5) Der Betreiber kann den RFNBO- oder RCF-Anteil und den identischen RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null von Erdgas bestimmen, wenn diese Anteile in ein Erdgasnetz eingespeist wurden, indem er Rechnungsunterlagen von RFNBO oder RCF mit gleichwertigem Energiegehalt heranzieht, sofern der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweist, dass

- a) ein und dieselbe Menge an RFNBO oder RCF nicht doppelt gezählt wird, insbesondere, dass niemand anderes angibt, den erworbenen RFNBO oder RCF zu verwenden; dieser Nachweis kann durch die Vorlage eines Herkunftsnachweises im Sinne von Artikel 2 Nummer 12 der Richtlinie (EU) 2018/2001 erbracht werden;
- b) der Anlagenbetreiber und der Produzent des RFNBO oder RCF an dasselbe Gasnetz angeschlossen sind.

Die Einhaltung dieses Absatzes kann als nachgewiesen gelten, wenn der Anlagenbetreiber in der gemäß Artikel 31a der Richtlinie (EU) 2018/2001 eingerichteten Unionsdatenbank oder in einer von den Mitgliedstaaten gemäß Artikel 31a Absatz 5 der genannten Richtlinie eingerichteten nationalen Datenbank Nachweise für den Erwerb einer Menge an gasförmigem RFNBO oder RCF im Zusammenhang mit der Löschung der betreffenden Menge vorlegt. Bei einem späteren Verstoß gegen den

Nachweis der Nachhaltigkeit der gelöschten Mengen in den vorgenannten Datenbanken berichtigt die zuständige Behörde die geprüften Emissionen entsprechend.

Abschnitt 3 Auf Messung beruhende Methodik

Artikel 40 Anwendung der auf Messung beruhenden Methodik

Der Anlagenbetreiber wendet für alle Emissionen von Distickstoffoxid (N₂O) gemäß Anhang IV sowie zur Quantifizierung von gemäß Artikel 49 weitergeleitetem CO₂ auf Messung beruhende Methodiken an.

Darüber hinaus kann der Anlagenbetreiber für CO₂-Emissionsquellen auf Messung beruhende Methodiken anwenden, wenn er nachweisen kann, dass für jede Emissionsquelle die Ebenenanforderungen gemäß Artikel 41 eingehalten werden.

Artikel 41 Ebenenanforderungen

(1) Für jede große Emissionsquelle wendet der Anlagenbetreiber Folgendes an:

- a) im Falle einer Anlage der Kategorie A mindestens die in Anhang VIII Abschnitt 2 aufgeführten Ebenen;
- b) ansonsten die höchste in Anhang VIII Abschnitt 1 aufgeführte Ebene.

Der Anlagenbetreiber kann jedoch für Anlagen der Kategorie C eine Ebene eine Stufe unterhalb der Ebenen gemäß Unterabsatz 1 und für Anlagen der Kategorien A und B eine Ebene um bis zu zwei Stufen unterhalb der Ebenen gemäß Unterabsatz 1 anwenden (mit Ebene 1 als Minimum), wenn er der zuständigen Behörde nachweist, dass die gemäß Unterabsatz 1 erforderliche Ebene technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt.

(2) Für Emissionen aus kleinen Emissionsquellen kann der Anlagenbetreiber eine niedrigere Ebene als gemäß Absatz 1 Unterabsatz 1 erforderlich anwenden (mit Ebene 1 als Minimum), wenn er der zuständigen Behörde nachweist, dass die gemäß Absatz 1 Unterabsatz 1 erforderliche Ebene technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt.

Artikel 42 Messnormen und -laboratorien

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

- a) EN 14181 (Emissionen aus stationären Quellen - Qualitätssicherung für automatische Messeinrichtungen);
- b) EN 15259 (Luftbeschaffenheit - Messung von Emissionen aus stationären Quellen - Anforderungen an Messstrecken und Messplätze und an die Messaufgabe, den Messplan und den Messbericht);
- c) sonstigen relevanten EN-Normen, insbesondere EN ISO 16911-2 (Emissionen aus stationären Quellen - Manuelle und automatische Bestimmung der Geschwindigkeit und des Volumenstroms in Abgaskanälen).

Sind keine solchen Normen verfügbar, so stützen sich die Methoden auf geeignete ISO-Normen, von der Kommission veröffentlichte Normen oder nationale Normen. Gibt es keine anwendbaren veröffentlichten Normen, so werden geeignete Normentwürfe, Best-Practice-Leitlinien der Industrie oder andere wissenschaftlich erprobte Vorgehensweisen verwendet, die systematische Fehler bei Probenahme und Messung begrenzen.

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt alle relevanten Aspekte des Systems zur kontinuierlichen Messung, insbesondere den Standort der Geräte sowie die Kalibrierung, Messung, Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle.

(2) Der Anlagenbetreiber stellt sicher, dass die Laboratorien, die die Messungen, Kalibrierungen und relevanten Geräteprüfungen für Systeme zur kontinuierlichen Emissionsmessung vornehmen, gemäß EN ISO/IEC 17025 für die betreffenden Analysemethoden bzw. Kalibriertätigkeiten akkreditiert sind.

Verfügt das Labor über keine solche Akkreditierung, so stellt der Anlagenbetreiber sicher, dass gleichwertige Anforderungen gemäß Artikel 34 Absätze 2 und 3 erfüllt sind.

Artikel 43 Bestimmung von Emissionen

(1) Der Anlagenbetreiber bestimmt die Jahresemissionen aus einer Emissionsquelle während des Berichtszeitraums, indem er alle Stundenwerte der gemessenen Treibhausgaskonzentration im Berichtszeitraum, multipliziert mit den Stundenwerten des Abgasstroms, addiert, wobei die Stundenwerte jeweils den Durchschnittswerten aller Einzelmessergebnisse während der betreffenden Betriebsstunde entsprechen.

Im Fall von CO₂-Emissionen bestimmt der Anlagenbetreiber die Jahresemissionen anhand der Gleichung 1 in Anhang VIII. In die Atmosphäre emittiertes Kohlenmonoxid (CO) wird als moläquivalente Menge CO₂ behandelt.

Im Fall von Distickstoffoxid (N₂O) bestimmt der Anlagenbetreiber die Jahresemissionen anhand der Gleichung in Anhang IV Abschnitt 16 Unterabschnitt B.1.

(2) Gibt es in einer Anlage mehrere Emissionsquellen, die nicht als einzige Quelle gemessen werden können, so misst der Anlagenbetreiber die aus diesen Quellen emittierten Gase separat und fasst die Ergebnisse als Summe der Gesamtemissionen des betreffenden Gases im Berichtszeitraum zusammen.

(3) Der Anlagenbetreiber bestimmt die Treibhausgaskonzentration im Abgas durch kontinuierliche Messung an einem repräsentativen Messpunkt nach einem der folgenden Verfahren:

- a) direkte Messung;
- b) im Falle einer hohen Konzentration im Abgas durch Berechnung der Konzentration anhand einer indirekten Konzentrationsmessung unter Anwendung von Gleichung 3 in Anhang VIII und unter Berücksichtigung der gemessenen Konzentrationswerte aller anderen Komponenten des Gasstroms, wie im Monitoringkonzept des Anlagenbetreibers angegeben.

(4) Gegebenenfalls bestimmt der Anlagenbetreiber die aus Biomasse stammende CO₂-Menge separat. Zu diesem Zweck kann der Anlagenbetreiber Folgendes anwenden:

- a) einen auf Berechnung beruhenden Ansatz, einschließlich der Anwendung von Analysen und Probenahme auf der Grundlage von EN ISO 13833 (Emissionen aus stationären Quellen - Bestimmung des Verhältnisses von Kohlendioxid aus Biomasse (biogen) und aus fossilen Quellen - Probenahme und Bestimmung des radioaktiven Kohlenstoffs);
- b) eine andere Methode auf der Grundlage einer einschlägigen Norm, einschließlich der Norm ISO 18466 (Emissionen aus stationären Quellen - Ermittlung des biogenen Anteils von CO₂ im Abgas mit der Bilanzmethode);
- c) eine von der Kommission veröffentlichte Schätzmethode.

Wenn die vom Anlagenbetreiber vorgeschlagene Methode eine kontinuierliche Probenahme aus dem Abgasstrom umfasst, findet die Norm EN 15259 (Luftbeschaffenheit - Messung von Emissionen aus stationären Quellen - Anforderungen an Messstrecken und Messplätze und an die Messaufgabe, den Messplan und den Messbericht) Anwendung.

Für die Zwecke dieses Absatzes gilt Artikel 38 Absatz 5.

Wenn die vom Anlagenbetreiber vorgeschlagene Methode eine kontinuierliche Probenahme aus dem Abgasstrom umfasst, findet die Norm EN 15259 (Luftbeschaffenheit — Messung von Emissionen aus stationären Quellen — Anforderungen an Messstrecken und Messplätze und an die Messaufgabe, den Messplan und den Messbericht) Anwendung. Der Probenahmeplan gemäß Artikel 33 muss der Häufigkeit der Analysen gemäß Anhang VII dieser Verordnung entsprechen und die Repräsentativität für das gesamte Berichtsjahr gewährleisten.

(4a) Der Anlagenbetreiber verwendet den gemäß Absatz 4 bestimmten Biomasseanteil als Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null, wenn die folgenden Bedingungen für alle Brennstoffe oder Materialien, die zu Emissionen führen, für die die auf Messung beruhende Methodik angewandt wird, erfüllt sind:

- i) gemäß Artikel 38 Absatz 5 Unterabsätze 1 bis 6 der vorliegenden Verordnung gelten die in Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und Absatz 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien nicht oder
- ii) 100 % des Biomasseanteils des verwendeten Brennstoffs oder Materials sind durch die gemäß Artikel 38 Absatz 5 dieser Verordnung relevanten Nachweise abgedeckt.

Bei Biogas, das gemäß Artikel 39 Absatz 4 der vorliegenden Verordnung überwacht wird, gilt die Bedingung ii) als erfüllt.

Sind die Bedingungen i) und ii) für Brennstoffe oder Materialien, die zu Emissionen führen, für die die auf Messung beruhende Methodik angewandt wird, nicht erfüllt, so bestimmt der Anlagenbetreiber den Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null für diese Brennstoffe oder Materialien nach einem auf Berechnungen basierenden Ansatz gemäß den Artikeln 24 bis 39a dieser Verordnung.

(4b) Der Anlagenbetreiber kann von den Gesamtemissionen der Emissionsquelle die Emissionen aus Biomasse mit Emissionsfaktor null, die gemäß Absatz 4a dieses Artikels bestimmt wurden, abziehen.

Wenn die vom Anlagenbetreiber vorgeschlagene Methodik für die Bestimmung des Biomasseanteils mit Emissionsfaktor null eine kontinuierliche Probenahme aus dem Abgasstrom umfasst und die Anlage Erdgas aus dem Netz verwendet, so bestimmt der Anlagenbetreiber die physikalische CO₂-Menge des verwendeten Biogases gemäß den Artikeln 32 bis 35 dieser Verordnung und zieht die entsprechende CO₂-Menge von dem gemäß Absatz 4a des vorliegenden Artikels ermittelten CO₂ mit Emissionsfaktor null ab.

(4c) Verwendet der Anlagenbetreiber RFNBOs, RCFs oder synthetische kohlenstoffarme Brennstoffe in einem Prozess, für den die auf Messung beruhende Methodik angewandt wird, so kann der Anlagenbetreiber von den Gesamtemissionen die Emissionen aus RFNBOs, RCFs oder synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen mit Emissionsfaktor null abziehen.

Die Emissionen aus RFNBOs, RCFs oder synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen mit Emissionsfaktor null werden nach einem auf Berechnung beruhenden Ansatz gemäß den Artikeln 24 bis 39a dieser Verordnung bestimmt. Sie entsprechen den Tätigkeitsdaten des relevanten Brennstoffs, multipliziert mit dem vorläufigen Emissionsfaktor und dem RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null oder dem synthetischen kohlenstoffarmen Anteil mit Emissionsfaktor null.

(5) Für die Berechnung gemäß Absatz 1 bestimmt der Anlagenbetreiber den Abgasstrom anhand einer der folgenden Methoden:

- a) Berechnung nach einem geeigneten Materialbilanzansatz, wobei alle maßgeblichen Parameter auf der Input-Seite (für CO₂-Emissionen mindestens die Menge des Einsatzmaterials, der Zuluftstrom und die Prozesseffizienz) und auf der Output-Seite (mindestens die Produktionsmenge und die Konzentration von Sauerstoff (O₂), Schwefeldioxid (SO₂) und Stickoxiden (NO_x)) einbezogen werden;
- b) Bestimmung durch kontinuierliche Messung des Durchflusses an einer repräsentativen Messstelle.

Artikel 44 Datenaggregation

(1) Der Anlagenbetreiber errechnet für alle Parameter, die für die Bestimmung der Emissionen oder der Menge des weitergeleiteten CO₂ nach einer auf Messung beruhenden Methodik relevant sind (einschließlich Konzentrationen und Durchfluss), Stundenmittelwerte, wobei alle in der betreffenden Stunde ermittelten Einzelwerte verwendet werden.

Kann ein Anlagenbetreiber ohne zusätzliche Kosten Daten für kürzere Referenzzeiträume generieren, so verwendet er diese Referenzzeiträume für die Bestimmung der Jahresemissionen gemäß Artikel 43 Absatz 1.

(2) Ist das Gerät zur kontinuierlichen Messung für einen Parameter während der betreffenden Stunde bzw. des kürzeren Referenzzeitraums gemäß Absatz 1 zeitweilig gestört, außerhalb des Messbereichs oder außer Betrieb, so errechnet der Anlagen-

betreiber den betreffenden Stundenmittelwert anteilig anhand der verbliebenen Einzelwerte dieser Stunde bzw. des kürzeren Referenzzeitraums, sofern mindestens 80 % der maximal möglichen Einzelmessungen für einen Parameter vorliegen.

Liegen weniger als 80 % der maximal möglichen Einzelmessungen für einen Parameter vor, so findet Artikel 45 Absätze 2 bis 4 Anwendung.

Artikel 45 Fehlende Daten

(1) Ist ein Messgerät im Rahmen eines Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung in einem Kalenderjahr für mehr als fünf aufeinanderfolgende Tage außer Betrieb, so setzt der Anlagenbetreiber die zuständige Behörde unverzüglich davon in Kenntnis und schlägt geeignete Maßnahmen zur Verbesserung der Qualität des betreffenden Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung vor.

(2) Können für einen oder mehrere Parameter der auf Messung beruhenden Methodik keine gültigen Stundendaten oder Daten über einen kürzeren Referenzzeitraum gemäß Artikel 44 Absatz 1 ermittelt werden, da das Messgerät gestört, außerhalb des Messbereichs oder außer Betrieb ist, so bestimmt der Anlagenbetreiber für jede fehlende Messstunde Ersatzwerte.

(3) Können für einen direkt als Konzentration gemessenen Parameter keine gültigen Stundendaten oder Daten über einen kürzeren Referenzzeitraum ermittelt werden, so berechnet der Anlagenbetreiber einen Ersatzwert als die Summe der durchschnittlichen Konzentration plus zweimal die Standardabweichung von diesem Durchschnitt, wobei die Gleichung 4 in Anhang VIII verwendet wird.

Scheidet der Berichtszeitraum wegen erheblicher technischer Veränderungen innerhalb der Anlage für die Bestimmung solcher Ersatzwerte aus, so vereinbart der Anlagenbetreiber mit der zuständigen Behörde einen repräsentativen (möglichst einjährigen) Zeitrahmen für die Bestimmung des Durchschnitts und der Standardabweichung.

(4) Können für einen nicht als Konzentration gemessenen Parameter keine gültigen Stundendaten ermittelt werden, so bestimmt der Anlagenbetreiber die Ersatzwerte für diesen Parameter nach einem geeigneten Massenbilanzmodell oder einer Energiebilanz für den Prozess. Der Anlagenbetreiber validiert die Ergebnisse anhand der anderen gemessenen Parameter der auf Messung beruhenden Methodik und der unter normalen Betriebsbedingungen gewonnenen Daten für einen Zeitraum derselben Dauer wie derjenige, für den Daten fehlen.

Artikel 46 Flankierende Emissionsberechnung

Flankierend zur Emissionsbestimmung anhand einer auf Messung beruhenden Methodik berechnet der Anlagenbetreiber die Jahresemissionen der betreffenden Treibhausgase für dieselben Emissionsquellen und Stoffströme, ausgenommen N₂O-Emissionen aus der Salpetersäureherstellung und in ein CO₂-Transportinfrastruktur oder eine Speicherstätte weitergeleitete Treibhausgasemissionen.

Die Anwendung von Ebenenmethodiken ist nicht erforderlich.

Abschnitt 4 Besondere Bestimmungen

Artikel 47 Anlagen mit geringen Emissionen

(1) Die zuständige Behörde kann dem Anlagenbetreiber die Vorlage eines vereinfachten Monitoringkonzepts gemäß Artikel 13 gestatten, sofern dieser eine Anlage mit geringen Emissionen betreibt.

Unterabsatz 1 gilt nicht für Anlagen mit Tätigkeiten, für die N₂O gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG einbezogen wurde.

(2) Für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 gilt eine Anlage als Anlage mit geringen Emissionen, wenn mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:

- a) Die durchschnittlichen Jahresemissionen dieser Anlage, die in den geprüften Emissionsberichten des dem laufenden Handelszeitraum unmittelbar vorangegangenen Handelszeitraums gemeldet wurden, betragen - ohne CO₂ aus Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null und vor Abzug von weitergeleitetem CO₂ - weniger als 25 000 Tonnen CO₂(Äq) pro Jahr;
- b) die durchschnittlichen Jahresemissionen gemäß Buchstabe a liegen nicht vor oder sind nicht mehr gültig, weil sich die Grenzen der Anlage oder deren Betriebsbedingungen geändert haben, doch werden, basierend auf einer konservativen Schätzmethode, die Jahresemissionen dieser Anlage in den kommenden fünf Jahren - ohne CO₂ aus Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null und vor Abzug von weitergeleitetem CO₂ - weniger als 25 000 Tonnen CO₂(Äq) pro Jahr betragen.

(3) Der Betreiber einer Anlage mit geringen Emissionen braucht die Belege gemäß Artikel 12 Absatz 1 Unterabsatz 3 nicht zu übermitteln und ist von der in Artikel 69 Absatz 4 vorgesehenen Berichterstattung über Verbesserungen, die er aufgrund der im Prüfbericht der Prüfstelle enthaltenen Empfehlungen vorgenommen hat, befreit.

(4) Abweichend von Artikel 27 kann der Betreiber einer Anlage mit geringen Emissionen die Brennstoff- oder Materialmenge anhand von verfügbaren und dokumentierten Rechnungsunterlagen und geschätzten Bestandsveränderungen bestimmen. Außerdem ist der Betreiber von der Vorlage einer Unsicherheitsbewertung gemäß Artikel 28 Absatz 2 an die zuständige Behörde befreit.

(5) Der Betreiber einer Anlage mit geringen Emissionen ist von der Auflage gemäß Artikel 28 Absatz 2 befreit, die Unsicherheit im Zusammenhang mit Bestandsveränderungen in die Unsicherheitsbewertung einzubeziehen.

(6) Abweichend von Artikel 26 Absatz 1 und Artikel 41 Absatz 1 kann der Betreiber einer Anlage mit geringen Emissionen zur Bestimmung von Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren für alle Stoffströme und zur Emissionsbestimmung anhand von auf Messung beruhenden Methodiken als Minimum Ebene 1 anwenden (es sei denn, eine höhere Genauigkeit ist ohne zusätzlichen Aufwand für den Anlagenbetreiber erreichbar), ohne nachweisen zu müssen, dass die Anwendung höherer Ebenen technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde.

(7) Zur Bestimmung von Berechnungsfaktoren anhand von Analysen gemäß Artikel 32 kann der Betreiber einer Anlage mit geringen Emissionen jedes Labor in Anspruch nehmen, das fachlich kompetent und in der Lage ist, mit geeigneten Analyseverfahren technisch stichhaltige Ergebnisse zu erzielen, und die Anwendung von Maßnahmen zur Qualitätssicherung gemäß Artikel 34 Absatz 3 nachweist.

(8) Überschreitet eine der vereinfachten Überwachung unterliegende Anlage mit geringen Emissionen in einem Kalenderjahr den Schwellenwert gemäß Absatz 2, so setzt der Betreiber die zuständige Behörde hierüber unverzüglich in Kenntnis.

Der Anlagenbetreiber legt der zuständigen Behörde eine erhebliche Änderung des Monitoringkonzepts im Sinne von Artikel 15 Absatz 3 Buchstabe b unverzüglich zur Genehmigung vor.

Die zuständige Behörde gestattet dem Anlagenbetreiber jedoch weiterhin eine vereinfachte Überwachung, wenn dieser ihr nachweist, dass der Schwellenwert gemäß Absatz 2 nicht bereits in den vorangegangenen fünf Berichtszeiträumen überschritten wurde und ab dem nachfolgenden Berichtszeitraum nicht wieder überschritten wird.

Artikel 48 Inhärentes CO₂

(1) Inhärentes CO₂, das an eine Anlage weitergeleitet wird, insbesondere solches, das in Erdgas, einem Abgas (wie z. B. Gichtgas oder Kokereigas) oder in Prozess-

Inputs (wie z. B. Synthesegas) enthalten ist, wird in den Emissionsfaktor für diesen Stoffstrom einbezogen.

(2) Inhärentes CO₂, das aus Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG stammt oder gemäß Artikel 24 der genannten Richtlinie einbezogen wurde und das anschließend aus der Anlage als Teil eines Stoffstroms an eine andere unter die genannte Richtlinie fallende Anlage und Tätigkeit weitergeleitet wird, wird den Emissionen der Anlage, aus der es stammt, nicht zugerechnet. Zur Bestimmung des Biomasseanteils mit Emissionsfaktor null, des RFNBO-Anteils oder des RCF-Anteils mit Emissionsfaktor null oder des synthetischen kohlenstoffarmen Anteils mit Emissionsfaktor null des inhärenten CO₂ gemäß Artikel 39 dieser Verordnung stellt der Betreiber der weiterleitenden Anlage sicher, dass die gewählte Überwachungsmethodik die Gesamtemissionen der weiterleitenden Anlage nicht systematisch unterschätzt.

Zur Bestimmung des Biomasseanteils des inhärenten CO₂ gemäß Artikel 39 stellt der Betreiber der weiterleitenden Anlage sicher, dass die gewählte Überwachungsmethodik die Gesamtemissionen der weiterleitenden Anlage nicht systematisch unterschätzt.

Wird inhärentes CO₂ jedoch emittiert oder aus der Anlage an nicht unter die genannte Richtlinie fallende Einrichtungen weitergeleitet, so wird es den Emissionen der Anlage zugerechnet, aus der es stammt.

(3) Die Anlagenbetreiber können die Menge des aus der Anlage weitergeleiteten inhärenten CO₂ sowohl in der weiterleitenden als auch in der annehmenden Anlage bestimmen. In diesem Fall muss die Menge des weitergeleiteten inhärenten CO₂ mit der Menge des angenommenen inhärenten CO₂ und des entsprechenden Biomasseanteils mit Emissionsfaktor null, des RFNBO- oder RCF-Anteils mit Emissionsfaktor null und des synthetischen kohlenstoffarmen Anteils mit Emissionsfaktor null identisch sein.

Ist die Menge des weitergeleiteten inhärenten CO₂ mit der Menge des angenommenen inhärenten CO₂ nicht identisch, so wird in den Emissionsberichten der weiterleitenden und der annehmenden Anlage das arithmetische Mittel der beiden bestimmten Werte verwendet, sofern die Abweichung zwischen den beiden Werten durch die Unsicherheit der Messsysteme oder der Bestimmungsmethode erklärt werden kann. In solchen Fällen wird im Emissionsbericht auf die Angleichung dieses Werts hingewiesen.

Lässt sich die Abweichung zwischen den Werten nicht durch die genehmigte Unsi-

cherheitsmarge der Messsysteme oder der Bestimmungsmethode erklären, so gleichen die Betreiber der weiterleitenden und der annehmenden Anlage die Werte durch von der zuständigen Behörde genehmigte konservative Anpassungen an.

Artikel 49 Weitergeleitetes CO₂

(1) Der Anlagenbetreiber zieht von den Emissionen der Anlage jegliche CO₂-Mengen im Rahmen von Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG ab, die nicht aus Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null stammen und nicht aus der Anlage emittiert werden, sondern aus der Anlage weitergeleitet werden in

- i) eine Abscheidungsanlage zwecks Transports und langfristiger geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte;
- ii) eine CO₂-Transportinfrastruktur zwecks langfristiger geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte;
- iii) eine gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassene Speicherstätte zwecks langfristiger geologischer Speicherung.

(2) Der Betreiber der weiterleitenden Anlage gibt in seinem jährlichen Emissionsbericht die im Einklang mit den gemäß Artikel 19 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG erlassenen Rechtsakten anerkannte Anlagenkennung der annehmenden Anlage an, sofern die annehmende Anlage unter diese Richtlinie fällt. In allen anderen Fällen muss der Betreiber der weiterleitenden Anlage Namen, Anschrift und Kontaktdaten einer Kontaktperson für die annehmende Anlage angeben.

Unterabsatz 1 gilt auch für die annehmende Anlage in Bezug auf die Anlagenkennung der weiterleitenden Anlage.

(3) Zur Bestimmung der CO₂-Menge, die gemäß Absatz 1 aus einer Anlage oder CO₂-Transportinfrastruktur an eine andere Anlage oder CO₂-Transportinfrastruktur weitergeleitet wird, wendet der Anlagenbetreiber vorbehaltlich der weiteren Bestimmungen in Anhang IV dieser Verordnung entweder eine auf Berechnung beruhende Methodik oder eine auf Messung beruhende Methodik gemäß den Artikeln 43, 44 und 45 dieser Verordnung an.

Wird die auf Messung beruhende Methodik angewandt, entspricht die Emissionsquelle der Messstelle, und die Emissionen werden als die weitergeleitete Menge CO₂ ausgedrückt.

(4) Bei der Anwendung einer auf Messung beruhenden Methodik zur Bestimmung

der aus einer Anlage oder CO₂-Transportinfrastruktur in eine andere Anlage weitergeleiteten Menge CO₂ wendet der Anlagenbetreiber die höchste Ebene nach der Definition in Anhang VIII Abschnitt 1 dieser Verordnung an.

Der Anlagenbetreiber kann jedoch die nächstniedrigere Ebene anwenden, sofern er nachweist, dass die Anwendung der höchsten Ebene nach der Definition in Anhang VIII Abschnitt 1 dieser Verordnung technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt.

(5) Die Anlagenbetreiber können die Menge des aus der Anlage weitergeleiteten CO₂ sowohl in der weiterleitenden als auch in der annehmenden Anlage bestimmen. In solchen Fällen findet Artikel 48 Absatz 3 Anwendung.

(6) Im Falle der Weiterleitung von CO₂ aus Materialien oder Brennstoffen, die einen Anteil an CO₂ mit Emissionsfaktor null enthalten, an eine Abscheidungsanlage zieht die weiterleitende Anlage von ihren gemäß Absatz 1 dieses Artikels gemeldeten Emissionen nur die CO₂-Menge im Verhältnis zu dem Kohlenstoffanteil ab, der nicht aus Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null stammt.

Ein Betreiber einer CO₂-Transportinfrastruktur oder einer CO₂-Speicherstätte überwacht die Emissionen aus Leckagen, die diffusen Emissionen und abgelassenen Emissionen von CO₂ gemäß Unterabsatz 1, einschließlich CO₂, das von Einrichtungen stammt, die keine in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführten Tätigkeiten durchführen, und meldet die Emissionen so, als ob das CO₂ fossil wäre.

(7) Der Betreiber einer CO₂-Transportinfrastruktur kann in die in einem bestimmten Berichtszeitraum gemeldeten Emissionen jegliches CO₂ im Transit einbeziehen, das bis spätestens 31. Januar des folgenden Jahres an eine andere Anlage oder CO₂-Transportinfrastruktur übertragen wurde. Der Anlagenbetreiber erstellt jährlich ein Inventar des CO₂, das in die CO₂-Transportinfrastruktur eingeht und sie verlässt, und meldet das im Transit befindliche CO₂ getrennt.“

Artikel 49a Dauerhaft in einem Produkt chemisch gebundene Emissionen

(1) Der Anlagenbetreiber zieht bei unter Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG fallenden Tätigkeiten jede CO₂-Menge aus Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null von den Emissionen der Anlage ab, die nicht aus der Anlage emittiert, sondern dauerhaft in einem Produkt gebunden ist, das in der gemäß Artikel 12 Absatz 3b der Richtlinie 2003/87/EG erlassenen delegierten Verordnung aufgeführt ist.

Bei CO₂ aus Materialien oder Brennstoffen, die einen Anteil an Kohlenstoff mit Emis-

sionsfaktor null enthalten, zieht der Anlagenbetreiber von den Emissionen der Anlage nur die CO₂-Menge ab, die in einem Produkt, das in der gemäß Artikel 12 Absatz 3b der Richtlinie 2003/87/EG erlassenen delegierten Verordnung aufgeführt ist, dauerhaft chemisch gebunden ist, und zwar proportional zu dem Kohlenstoffanteil, der nicht aus Kohlenstoff mit Emissionsfaktor null stammt.

(2) Zur Bestimmung der in einem Produkt gebundenen Menge an CO₂, das den Spezifikationen gemäß Absatz 1 entspricht, wendet der Anlagenbetreiber entweder die Standardmethodik gemäß Anhang II Abschnitte 2 und 4 dieser Verordnung oder eine Massenbilanz gemäß Artikel 25 dieser Verordnung an, wobei er die Brennstoffe und Materialien, die in den Prozess, in dem das CO₂ als für diese Berechnung relevante Stoffströme chemisch gebunden ist, eingehen und diesen verlassen, verwendet und dabei alle mit dem Prozess verbundenen Emissionen aus der Verbrennung berücksichtigt. Zu diesem Zweck wird die höchste Ebene gemäß der Definition in Anhang II dieser Verordnung für die Tätigkeit, aus der das CO₂ stammt, nach den Bestimmungen desselben Anhangs angewandt. Der Anlagenbetreiber kann jedoch die nächstniedrigere Ebene anwenden, sofern er der zuständigen Behörde nachweist, dass die Anwendung der höchsten Ebene gemäß Anhang II dieser Verordnung technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt.

Artikel 50 Verwendung oder Weiterleitung von N₂O

(1) Wenn N₂O aus unter Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG fallenden Tätigkeiten stammt, für die N₂O in jenem Anhang als relevant genannt wird, und wenn eine Anlage das N₂O nicht emittiert, sondern an eine andere Anlage weiterleitet, deren Emissionen im Einklang mit dieser Verordnung überwacht werden und der Berichterstattung unterliegen, wird das N₂O den Emissionen der Anlage, aus der es stammt, nicht zugerechnet.

Bei einer Anlage, die N₂O aus einer Anlage und Tätigkeit gemäß Unterabsatz 1 annimmt, werden die betreffenden Gasströme anhand der gleichen Methodiken überwacht, wie sie in dieser Verordnung vorgeschrieben sind, als ob das N₂O in der aufnehmenden Anlage selbst erzeugt worden wäre.

Jedoch wird N₂O, das abgefüllt oder als Gas in Produkten verwendet wird, sodass es außerhalb der Anlage emittiert wird, oder das aus der Anlage an Einrichtungen weitergeleitet wird, die nicht unter die Richtlinie 2003/87/EG fallen, den Emissionen der Anlage, aus der es stammt, zugerechnet, es sei denn, es handelt sich um Mengen

von N₂O, für die der Betreiber der Anlage, aus der das N₂O stammt, der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass das N₂O mithilfe geeigneter Emissionsminderungs-
vorrichtungen vernichtet wird.

(2) Der Betreiber der weiterleitenden Anlage gibt in seinem jährlichen Emissionsbericht gegebenenfalls die im Einklang mit den gemäß Artikel 19 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG erlassenen Rechtsakten anerkannte Anlagenkennung der annehmenden Anlage an, sofern die annehmende Anlage unter diese Richtlinie fällt.

Unterabsatz 1 gilt auch für die annehmende Anlage in Bezug auf die Anlagenkennung der weiterleitenden Anlage.

(3) Zur Bestimmung der aus einer Anlage an eine andere Anlage weitergeleiteten Menge N₂O wendet der Anlagenbetreiber eine auf Messung beruhende Methodik, auch unter Berücksichtigung der Artikel 43, 44 und 45, an. Die Emissionsquelle entspricht der Messstelle, und die Emissionen werden als die weitergeleitete Menge N₂O ausgedrückt.

(4) Zur Bestimmung der aus einer Anlage in eine andere Anlage weitergeleiteten Menge N₂O wendet der Anlagenbetreiber die höchste Ebene nach der Definition für N₂O-Emissionen in Anhang VIII Abschnitt 1 an.

Der Anlagenbetreiber kann jedoch die nächstniedrigere Ebene anwenden, sofern er nachweist, dass die Anwendung der höchsten Ebene nach der Definition in Anhang VIII Abschnitt 1 technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt.

(5) Die Anlagenbetreiber können die Menge des aus der Anlage weitergeleiteten N₂O sowohl in der weiterleitenden als auch in der annehmenden Anlage bestimmen. In solchen Fällen gilt Artikel 48 Absatz 3 entsprechend

Kapitel IV Überwachung der Emissionen und der Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr

Artikel 51 Allgemeine Bestimmungen

(1) Jeder Luftfahrzeugbetreiber überwacht und meldet die Emissionen und die Nicht-CO₂-Effekte aus Luftverkehrstätigkeiten für alle Flüge gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG, die von ihm im Berichtszeitraum durchgeführt werden und für die er verantwortlich ist.

Zu diesem Zweck ordnen die Luftfahrzeugbetreiber alle Flüge entsprechend der in Koordinierter Weltzeit („Coordinated Universal Time“) gemessenen Abflugzeit einem

Kalenderjahr zu.

(2) weggefallen

(3) 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 verwendete Rufzeichen gemäß Feld 7 des Flugplans verwendet. Das Rufzeichen bestimmt den Luftfahrzeugbetreiber wie folgt:

- a) Enthält Feld 7 die ICAO-Kennung des Luftfahrzeugbetreibers, so ist der einzige Luftfahrzeugbetreiber der Luftfahrzeugbetreiber, dem diese ICAO-Kennung zugewiesen wurde;
- b) enthält Feld 7 die Staatszugehörigkeit oder das gemeinsame Kennzeichen und das Registrierungskennzeichen des Luftfahrzeugs, das ausdrücklich in einem Luftverkehrsbetreiberzeugnis (oder einem gleichwertigen Dokument) oder in einem von einem Staat ausgestellten Dokument zur Identifizierung des Luftfahrzeugbetreibers aufgeführt ist, so ist der einzige Luftfahrzeugbetreiber die juristische oder natürliche Person, die Inhaber dieses Luftverkehrsbetreiberzeugnisses (oder eines gleichwertigen Dokuments) ist oder die im Dokument angegeben ist.

(3a) Kann der Luftfahrzeugbetreiber nicht mit dem in Absatz 3 genannten Rufzeichen identifiziert werden, so ist der für einen Flug verantwortliche Luftfahrzeugbetreiber im Sinne von Artikel 3 Buchstabe o der Richtlinie 2003/87/EG die juristische oder natürliche Person, die mit dem Kapitän des Fluges in einem Arbeits- oder sonstigen Vertragsverhältnis steht.

(4) Ist die Identität des Luftfahrzeugbetreibers nicht bekannt, so sieht die zuständige Behörde den Eigentümer des Luftfahrzeugs als Luftfahrzeugbetreiber an, es sei denn, dieser weist die Identität des verantwortlichen Luftfahrzeugbetreibers nach.

Artikel 52 Übermittlung von Monitoringkonzepten

(1) Spätestens vier Monate bevor ein Luftfahrzeugbetreiber Luftverkehrstätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufnimmt, übermittelt er der zuständigen Behörde ein Monitoringkonzept für die Überwachung von und die Berichterstattung über Emissionen und Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr gemäß Artikel 12 dieser Verordnung.

Abweichend von Unterabsatz 1 übermittelt ein Luftfahrzeugbetreiber, der erstmals eine Luftverkehrstätigkeit gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG durchführt oder

die Nicht-CO₂-Effekte aus Luftverkehrstätigkeiten überwacht und meldet, die vier Monate vor ihrer Aufnahme nicht vorhersehbar war(en), der zuständigen Behörde umgehend, spätestens aber sechs Wochen nach Durchführung der Tätigkeit ein Monitoringkonzept. Der Luftfahrzeugbetreiber legt der zuständigen Behörde eine angemessene Begründung vor, warum vier Monate vor Aufnahme der Tätigkeit kein Monitoringkonzept übermittelt werden konnte.

Ist der Verwaltungsmitgliedstaat gemäß Artikel 18a der Richtlinie 2003/87/EG nicht im Voraus bekannt, so übermittelt der Luftfahrzeugbetreiber das Monitoringkonzept umgehend, sobald Angaben über die zuständige Behörde des Verwaltungsmitgliedstaats vorliegen.

(2) weggefallen

Artikel 53 Überwachungsmethodik für Emissionen aus Luftverkehrstätigkeiten

(1) Jeder Luftfahrzeugbetreiber bestimmt die jährlichen CO₂-Emissionen aus Luftverkehrstätigkeiten, indem er den in Tonnen ausgedrückten Jahresverbrauch jedes reinen Kraftstoffs mit dem jeweiligen Emissionsfaktor multipliziert.

Bei Flugkraftstoffgemischen bestimmt der Luftfahrzeugbetreiber die theoretische Menge jedes reinen Kraftstoffs aus der Gesamtmenge dieses Kraftstoffgemischs und die einschlägigen Zusammensetzungsdaten wie folgt:

- i) Enthält ein Kraftstoff Biomasse, so bestimmt der Luftfahrzeugbetreiber den Biomasseanteil gemäß Artikel 54;
- ii) enthält ein Kraftstoff einen RFNBO, RCF oder synthetischen kohlenstoffarmen Kraftstoff, so bestimmt der Luftfahrzeugbetreiber den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den synthetischen kohlenstoffarmen Anteil gemäß Artikel 54b;
- iii) ist der RFNBO- oder RCF-Anteil oder der synthetische kohlenstoffarme Anteil nicht gleich null und möchte der Luftfahrzeugbetreiber die Belegung mit Emissionsfaktor null anwenden, so bestimmt der Luftfahrzeugbetreiber den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den synthetischen kohlenstoffarmen Anteil mit Emissionsfaktor null gemäß Artikel 54c;
- iv) ist der Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null, der RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null oder der synthetische kohlenstoffarme Anteil mit Emissionsfaktor null nicht gleich null, berechnet der Luftfahrzeugbetreiber

den Anteil mit Emissionsfaktor null als Summe des Biomasseanteils mit Emissionsfaktor null, des RFNBO- oder RCF-Anteils mit Emissionsfaktor null und des synthetischen kohlenstoffarmen Anteils mit Emissionsfaktor null. Der fossile Anteil ist die Summe aller Anteile ohne Emissionsfaktor null;

- v) der Luftfahrzeugbetreiber berechnet die Menge jedes reinen Kraftstoffs als Gesamtmenge des gemischten Flugkraftstoffs multipliziert mit dem entsprechenden Anteil.

Berechnet der Luftfahrzeugbetreiber den Anteil mit Emissionsfaktor null nicht, so beträgt der fossile Anteil für die Zwecke von Ziffer iv dieses Absatzes 100 %.

(1a) Abweichend von Absatz 1 bestimmt der Luftfahrzeugbetreiber für die Zwecke der Bewertung der Emissionsschwellenwerte gemäß Artikel 55 Absätze 1 und 2 der vorliegenden Verordnung, Artikel 28a Absatz 4 der Richtlinie 2003/87/EG und dem Eintrag „Luftverkehr“ der Tabelle in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG die CO₂-Emissionen, indem er den Jahresverbrauch jedes Kraftstoffs mit seinem vorläufigen Emissionsfaktor multipliziert.

(1b) Für die Zwecke der Berichterstattung gemäß Artikel 3 der Delegierten Verordnung (EU) 2019/1603 der Kommission¹⁸ bestimmt und meldet der Luftfahrzeugbetreiber die Emissionen, die sich aus der Multiplikation des Jahresverbrauchs jedes Kraftstoffs mit seinem vorläufigen Emissionsfaktor ergeben.

(2) Jeder Luftfahrzeugbetreiber bestimmt den Treibstoffverbrauch für jeden Flug und für jeden Treibstoff, wobei der vom Hilfsmotor verbrauchte Treibstoff mit einbezogen wird. Zu diesem Zweck wendet der Luftfahrzeugbetreiber eine der in Anhang III Abschnitt 1 festgelegten Methoden an. Der Luftfahrzeugbetreiber wählt diejenige Methode, die die vollständigsten und aktuellsten Daten mit dem niedrigsten Unsicherheitsgrad liefert, ohne unverhältnismäßige Kosten zu verursachen.

(3) Jeder Luftfahrzeugbetreiber bestimmt die getankte Treibstoffmenge gemäß Anhang III Abschnitt 1

¹⁸ Delegierte Verordnung (EU) 2019/1603 der Kommission vom 18. Juli 2019 zur Ergänzung der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend die von der Internationalen Zivilluftfahrt-Organisation angenommenen Maßnahmen für die Überwachung von, die Berichterstattung über und die Prüfung von Luftverkehrsemissionen für die Zwecke der Umsetzung eines globalen marktbasierenden Mechanismus (ABl. L 250 vom 30.9.2019, S. 10, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2019/1603/oj).

- a) entweder anhand der vom Treibstofflieferanten vorgenommenen Messung, die auf den Lieferscheinen oder Rechnungen für jeden Flug verzeichnet ist,
- b) oder anhand der aus den Bordmesssystemen des Luftfahrzeugs stammenden Daten, die in den Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage oder im technischen Log des Luftfahrzeugs aufgezeichnet sind oder vom Luftfahrzeug an den Luftfahrzeugbetreiber elektronisch übermittelt wurden.

(4) Der Luftfahrzeugbetreiber bestimmt die Treibstoffmenge im Tank anhand von aus den Bordmesssystemen des Luftfahrzeugs stammenden Daten, die in den Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage oder im technischen Log des Luftfahrzeugs aufgezeichnet sind oder vom Luftfahrzeug an den Luftfahrzeugbetreiber elektronisch übermittelt wurden.

(5) Wird die getankte oder die in den Tanks verbliebene Treibstoffmenge in Volumeneinheiten, ausgedrückt in Litern, bestimmt, so wandelt der Luftfahrzeugbetreiber diese Menge anhand von Dichtewerten von Volumen in Masse um. Der Luftfahrzeugbetreiber verwendet die Treibstoffdichte (bei der es sich um einen tatsächlichen Wert oder einen Standardwert von 0,8 kg pro Liter handeln kann), die für betriebliche und Sicherheitszwecke herangezogen wird.

Das Verfahren zur Erläuterung der Verwendung der tatsächlichen Dichte oder der Standarddichte wird im Monitoringkonzept dargelegt, wobei auch auf die einschlägige Dokumentation des Luftfahrzeugbetreibers verwiesen wird.

(6) Für die Berechnung gemäß Absatz 1 verwendet der Luftfahrzeugbetreiber die Standardemissionsfaktoren in Tabelle 1 von Anhang III.

Die Luftfahrzeugbetreiber verwenden die in Anhang III Tabelle 1 angegebenen Standardemissionsfaktoren als vorläufigen Emissionsfaktor.

Für alternative Flugkraftstoffe, bei denen es sich nicht um Biokraftstoffe, RFNBOs, RCFs oder synthetische kohlenstoffarme Kraftstoffe handelt, bestimmt der Luftfahrzeugbetreiber den Emissionsfaktor gemäß Artikel 32 dieser Verordnung. Für solche Kraftstoffe wird der untere Heizwert als Memo-Item bestimmt und gemeldet.

(7) Abweichend von Absatz 6 kann der Luftfahrzeugbetreiber mit Genehmigung der zuständigen Behörde für kommerziell gehandelte Treibstoffe den Emissionsfaktor bzw. den dem Emissionsfaktor zugrunde liegenden Kohlenstoffgehalt oder den unteren Heizwert aus den vom Treibstofflieferanten vorgelegten Rechnungsunterlagen für den betreffenden Treibstoff herleiten, sofern die Herleitung auf Basis von akzeptierten internationalen Normen erfolgt und die in Tabelle 1 von Anhang III angegebenen

Emissionsfaktoren nicht angewendet werden können.

Artikel 53a Vorschriften für die Berichterstattung über die Verwendung alternativer Flugkraftstoffe

(1) Der Luftfahrzeugbetreiber überwacht die Menge der verwendeten alternativen Flugkraftstoffe und meldet die den einzelnen Flügen oder Flugplatzpaaren zugeordneten Mengen.

(2) Werden die alternativen Flugkraftstoffe in physisch identifizierbaren Chargen an das Luftfahrzeug geliefert, so weist der Luftfahrzeugbetreiber der zuständigen Behörde nach, dass der alternative Flugkraftstoff unmittelbar nach der Betankung des betreffenden Luftfahrzeuges dem Flug zugeordnet wird.

Werden mehrere Flüge ohne Betankung zwischen diesen Flügen durchgeführt, so muss der Luftfahrzeugbetreiber die Menge des alternativen Flugkraftstoffs aufteilen und diesen Flügen im Verhältnis zu den mittels des vorläufigen Emissionsfaktors berechneten Emissionen dieser Flüge zuordnen.

(3) Ist es auf einem Flugplatz nicht möglich, alternative Flugkraftstoffe physisch einem bestimmten Flug zuzuordnen, so muss der Luftfahrzeugbetreiber den Flugkraftstoff seinen Flügen, für die gemäß Artikel 12 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG Zertifikate abzugeben sind, im Verhältnis zu den mittels des vorläufigen Emissionsfaktors berechneten Emissionen der betreffenden von dem Flugplatz abgehenden Flüge zuordnen.

In diesem Fall weist der Luftfahrzeugbetreiber der zuständigen Behörde nach, dass der alternative Flugkraftstoff im Berichtszeitraum oder drei Monate vor Beginn oder drei Monate nach Ablauf des betreffenden Berichtszeitraums an die Betankungsanlage des Abflugplatzes geliefert wurde.

(4) Für die Zwecke der Absätze 2 und 3 muss der Luftfahrzeugbetreiber der zuständigen Behörde nachweisen, dass

- i) die Gesamtmenge des geltend gemachten alternativen Flugkraftstoffs den Gesamtkraftstoffverbrauch des Luftfahrzeugbetreibers für Flüge, für die gemäß Artikel 12 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG Zertifikate abzugeben sind und die von dem Flugplatz abgehen, an dem der alternative Flugkraftstoff geliefert wird, nicht übersteigt;
- ii) die Gesamtmenge des alternativen Flugkraftstoffs für Flüge, für die gemäß Artikel 12 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG Zertifikate abzugeben sind, die

Gesamtmenge des erworbenen alternativen Flugkraftstoffs, von dem die Gesamtmenge der an Dritte verkauften alternativen Flugkraftstoffe abgezogen wird, nicht übersteigt;

- iii) das Verhältnis zwischen alternativen Flugkraftstoffen und fossilen Kraftstoffen, die den nach Flugplatzpaaren aggregierten Flügen zugeordnet sind, die Beimischungsobergrenze für den betreffenden Kraftstoff nicht übersteigt;
- iv) dieselbe Menge alternativen Flugkraftstoffs nicht doppelt gezählt wird, insbesondere dass die Verwendung des erworbenen alternativen Flugkraftstoffs weder in einem früheren Bericht noch von einem anderen Luftfahrzeugbetreiber noch in einem anderen CO₂-Bepreisungssystem bereits geltend gemacht wurde.

Für die Zwecke der Ziffern i bis iii wird angenommen, dass es sich bei Kraftstoff, der nach einem Flug und vor der Betankung in den Tanks verbleibt, zu 100 % um fossilen Kraftstoff handelt.

Zum Nachweis der Einhaltung der unter Ziffer iv genannten Anforderungen kann der Luftfahrzeugbetreiber die Daten verwenden, die in der gemäß Artikel 31a der Richtlinie (EU) 2018/2001 eingerichteten Unionsdatenbank oder in einer von dem Mitgliedstaat gemäß Artikel 31a Absatz 5 der genannten Richtlinie eingerichteten nationalen Datenbank gespeichert sind.

Artikel 54 Besondere Bestimmungen für Biokraftstoffe

(1) Der Luftfahrzeugbetreiber bestimmt den Biomasseanteil der gemischten Flugkraftstoffe, die Biokraftstoffe enthalten. Der Luftfahrzeugbetreiber kann entweder einen Biokraftstoffanteil von null annehmen und einen Standardwert von 100 % fossilem Anteil anwenden oder einen Biokraftstoffanteil gemäß Absatz 2 oder 3 bestimmen. Der Luftfahrzeugbetreiber verwendet für reine Biokraftstoffe einen Standardwert von 100 % Biomasseanteil.

Abweichend von Unterabsatz 1 kann ein Luftfahrzeugbetreiber, der Biokraftstoffe enthaltende gemischte Flugkraftstoffe verwendet, beschließen, den Biokraftstoffgehalt und den Gehalt an fossilen Flugkraftstoffen als separate Stoffströme zu überwachen, wenn die von den Kraftstoffanbietern vorgelegten Nachweise einen solchen Ansatz zulassen.

(2) Werden Biokraftstoffe mit fossilen Kraftstoffen physisch vermischt und in physisch identifizierbaren Chargen an das Luftfahrzeug geliefert, so kann der Luftfahrzeugbe-

treiber Analysen gemäß den Artikeln 32 bis 35 durchführen, um den Biomasseanteil auf der Grundlage einer einschlägigen Norm und der in den genannten Artikeln festgelegten Analysemethoden zu bestimmen, sofern die Anwendung dieser Norm und dieser Analysemethoden von der zuständigen Behörde genehmigt wurde. Weist der Luftfahrzeugbetreiber gegenüber der zuständigen Behörde nach, dass solche Analysen unverhältnismäßige Kosten verursachen würden oder technisch nicht machbar wären, so kann der Luftfahrzeugbetreiber bei der Schätzung des Biokraftstoffgehalts eine Materialbilanz des Gemischs der erworbenen fossilen Kraftstoffe und Biokraftstoffe zugrunde legen. Wurde der Biomasseanteil anhand der Massenbilanz gemäß Artikel 30 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001 bestimmt, so sind keine Nachweise hinsichtlich unangemessener Kosten oder technischer Machbarkeit erforderlich.

(3) Werden erworbene Biokraftstoff-Chargen nicht physisch an ein bestimmtes Luftfahrzeug geliefert, so greift der Luftfahrzeugbetreiber nicht auf Analysen zur Bestimmung des Biomasseanteils der verwendeten Kraftstoffe zurück. Der Luftfahrzeugbetreiber kann den Biomasseanteil anhand von Rechnungsunterlagen für Biokraftstoffe mit gleichwertigem Energiegehalt bestimmen.

Artikel 54a Besondere Bestimmungen für zulässige Flugkraftstoffe

(1) Für die Zwecke von Artikel 3c Absatz 6 der Richtlinie 2003/87/EG muss der gewerbliche Luftfahrzeugbetreiber ein schriftliches Verfahren einrichten, dokumentieren, implementieren und aufrechterhalten, um die Mengen des für Unterschallflüge verwendeten zulässigen reinen Flugkraftstoffs (in Tonnen) zu überwachen, und die geltend gemachten Mengen zulässigen Flugkraftstoffs als gesondertes Memo-Item in seinem jährlichen Emissionsbericht melden.

(2) Für die Zwecke von Absatz 1 stellt der Luftfahrzeugbetreiber sicher, dass jede geltend gemachte Menge zulässigen Flugkraftstoffs gemäß Artikel 30 der Richtlinie (EU) 2018/2001 oder einer anderen gemäß der Verordnung (EU) 2023/2405 anerkannten Zertifizierung zertifiziert ist. Die zuständige Behörde kann dem Luftfahrzeugbetreiber gestatten, die Daten zu verwenden, die in der gemäß Artikel 31a der Richtlinie (EU) 2018/2001 eingerichteten Unionsdatenbank oder in einer von dem Mitgliedstaat gemäß Artikel 31a Absatz 5 der genannten Richtlinie eingerichteten nationalen Datenbank gespeichert sind. Bei einem späteren Verstoß gegen den Nachweis der Nachhaltigkeit der gelöschten Mengen in den vorgenannten Datenbanken berichtigt die zuständige Behörde die geprüften Mengen zulässigen reinen Flugkraftstoffs

entsprechend.

(3) Bei Flugkraftstoffgemischen kann der Luftfahrzeugbetreiber entweder einen Anteil zulässigen Flugkraftstoffs von null annehmen und einen Standardwert von 100 % fossilem Anteil anwenden oder die Menge an zulässigem reinem Flugkraftstoff gemäß Absatz 3a bestimmen.

(3a) Der Luftfahrzeugbetreiber bestimmt die Menge des zulässigen reinen Flugkraftstoffs als Summe der gemäß Artikel 3c Absatz 6 der Richtlinie 2003/87/EG zulässigen reinen alternativen Kraftstoffe im Einklang mit Artikel 53 Absatz 1 dieser Verordnung. Die zulässigen reinen Kraftstoffe sind jedem Flug oder Flugplatzpaar gemäß den Absätzen 4 oder 5 zuzuordnen.

(4) Werden die zulässigen Flugkraftstoffe in physisch identifizierbaren Chargen an das Luftfahrzeug geliefert, so weist der Luftfahrzeugbetreiber der zuständigen Behörde nach, dass der zulässige Flugkraftstoff unmittelbar nach der Betankung des betreffenden Flugzeuges dem Flug zugeordnet wird.

Werden mehrere Flüge ohne Betankung zwischen diesen Flügen durchgeführt, so muss der Luftfahrzeugbetreiber die Menge der zulässigen Flugkraftstoffe aufteilen und diesen Flügen im Verhältnis zu den mittels des vorläufigen Emissionsfaktors berechneten Emissionen dieser Flüge zuordnen.

(5) Ist es auf einem Flugplatz nicht möglich, zulässige Flugkraftstoffe physisch einem bestimmten Flug zuzuordnen, so muss der Luftfahrzeugbetreiber den Flugkraftstoff seinen Flügen, für die gemäß Artikel 12 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG Zertifikate abzugeben sind, und seinen Flügen gemäß Artikel 3c Absatz 8, im Verhältnis zu den mittels des vorläufigen Emissionsfaktors berechneten Emissionen der betreffenden von dem Flugplatz abgehenden Flüge zuordnen.

Zu diesem Zweck weist der Luftfahrzeugbetreiber der zuständigen Behörde nach, dass der zulässige Flugkraftstoff im Berichtszeitraum oder drei Monate vor Beginn oder drei Monate nach Ablauf des betreffenden Berichtszeitraums an die Betankungsanlage des Abflugplatzes geliefert wurde.

(6) Für die Zwecke der Absätze 4 und 5 muss der Luftfahrzeugbetreiber der zuständigen Behörde nachweisen, dass

- a) die Gesamtmenge des geltend gemachten zulässigen Flugkraftstoffs den Gesamtkraftstoffverbrauch des Luftfahrzeugbetreibers für Flüge, für die gemäß Artikel 12 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG Zertifikate abzugeben sind, und für Flüge gemäß Artikel 3c Absatz 8 der genannten Richtlinie, die

von dem Flugplatz abgehen, an dem der zulässige Flugkraftstoff geliefert wird, nicht übersteigt;

- b) die Gesamtmenge des zulässigen Flugkraftstoffs für Flüge, für die gemäß Artikel 12 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG Zertifikate abzugeben sind, und für Flüge gemäß Artikel 3c Absatz 8 der genannten Richtlinie, die Gesamtmenge des erworbenen zulässigen Flugkraftstoffs, von dem die Gesamtmenge des an Dritte verkauften zulässigen Flugkraftstoffs abgezogen wird, nicht übersteigt;
- c) das Verhältnis zwischen zulässigen Flugkraftstoffen und fossilen Kraftstoffen, die den nach Flugplatzpaaren aggregierten Flügen zugeordnet sind, die Beimischungsobergrenze für den betreffenden Kraftstoff nicht übersteigt;
- d) dieselbe Menge zulässigen Flugkraftstoffs nicht doppelt gezählt wird, insbesondere dass die Verwendung des erworbenen zulässigen Flugkraftstoffs weder in einem früheren Bericht noch von einem anderen Luftfahrzeugbetreiber noch in einem anderen CO₂-Bepreisungssystem bereits geltend gemacht wurde.

Für die Zwecke der Buchstaben a, b und c wird angenommen, dass es sich bei Kraftstoff, der nach einem Flug und vor der Betankung in den Tanks verbleibt, zu 100 % um nicht zulässigen Kraftstoff handelt.

Zum Nachweis der Einhaltung der in Buchstabe d genannten Anforderungen kann der Luftfahrzeugbetreiber die Daten verwenden, die in der gemäß Artikel 31a der Richtlinie (EU) 2018/2001 eingerichteten Unionsdatenbank oder in einer von dem Mitgliedstaat gemäß Artikel 31a Absatz 5 der genannten Richtlinie eingerichteten nationalen Datenbank gespeichert sind.

Artikel 54b Bestimmung des RFNBO-, RCF- oder synthetischen kohlenstoffarmen Anteils

(1) Der Luftfahrzeugbetreiber bestimmt den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den synthetischen kohlenstoffarmen Anteil gemischter Flugkraftstoffe, die RFNBOs, RCFs oder synthetische kohlenstoffarme Kraftstoffe enthalten. Der Luftfahrzeugbetreiber kann entweder einen RFNBO- oder RCF-Anteil oder synthetischen kohlenstoffarmen Anteil von null annehmen und einen Standardwert von 100 % fossilem Anteil anwenden oder einen RFNBO- oder RCF-Anteil oder synthetischen kohlenstoffarmen Anteil gemäß Absatz 2 oder 3 bestimmen. Der Luftfahrzeugbetreiber wendet für reinen

RFNBO oder RCF oder reinen synthetischen kohlenstoffarmen Kraftstoff einen Standardwert von 100 % für den RFNBO- oder RCF-Anteil oder gegebenenfalls für den reinen synthetischen kohlenstoffarmen Anteil an.

Abweichend von Unterabsatz 1 kann ein Luftfahrzeugbetreiber, der RFNBO, RCF oder synthetischen kohlenstoffarmen Kraftstoff enthaltende gemischte Flugkraftstoffe verwendet, beschließen, den Gehalt an RFNBO, RCF oder synthetischem kohlenstoffarmem Kraftstoff und den Gehalt an anderen fossilen Flugkraftstoffen als separate Stoffströme zu überwachen, wenn die von den Kraftstoffanbietern vorgelegten Nachweise einen solchen Ansatz zulassen.

(2) Wird RFNBO, RCF oder synthetischer kohlenstoffarmer Kraftstoff physisch mit fossilen Brennstoffen vermischt und in physisch identifizierbaren Chargen an das Luftfahrzeug geliefert, so stützt sich der Luftfahrzeugbetreiber bei der Schätzung des RFNBO- oder RCF-Gehalts oder des Gehalts an synthetischen kohlenstoffarmen Kraftstoffen auf eine Massenbilanz gemäß Artikel 30 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001, wobei die Beimischung von fossilen Kraftstoffen und erworbenen RFNBO-, RCF- oder synthetischen kohlenstoffarmen Kraftstoffen berücksichtigt wird.

(3) Werden erworbene RFNBO-, RCF- oder synthetische kohlenstoffarme Kraftstoffchargen nicht physisch an ein bestimmtes Luftfahrzeug geliefert, so kann der Luftfahrzeugbetreiber den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den synthetischen kohlenstoffarmen Anteil anhand von Rechnungsunterlagen von RFNBO, RCF oder synthetischem kohlenstoffarmem Kraftstoff mit gleichwertigem Energiegehalt bestimmen.

Artikel 54c Bedingungen für die Belegung von Biokraftstoffen, RFNBOs, RCFs und synthetischen kohlenstoffarmen Kraftstoffen mit Emissionsfaktor null durch Luftfahrzeugbetreiber

(1) Der Luftfahrzeugbetreiber darf den Biomasseanteil eines gemischten Flugkraftstoffs nur dann auf den Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null anrechnen, wenn der Biokraftstoffgehalt die in Artikel 38 Absatz 5 festgelegten Kriterien erfüllt.

(2) Der Luftfahrzeugbetreiber darf den RFNBO- oder RCF-Anteil eines gemischten Flugkraftstoffs nur dann auf den RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null anrechnen, wenn der RFNBO- oder RCF-Anteil die in Artikel 39a Absatz 3 festgelegten Kriterien erfüllt.

(3) Der Luftfahrzeugbetreiber darf den synthetischen kohlenstoffarmen Anteil eines gemischten Flugkraftstoffs nur dann auf den synthetischen kohlenstoffarmen Anteil

mit Emissionsfaktor null anrechnen, wenn der synthetische kohlenstoffarme Anteil die in Artikel 39a Absatz 4 festgelegten Kriterien erfüllt.

(4) Für Flüge, für die gemäß Artikel 12 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG Zertifikate abzugeben sind, kann der Luftfahrzeugbetreiber die Biokraftstoffe, RFNBOs oder RCFs und synthetischen kohlenstoffarmen Kraftstoffe nur mit Emissionsfaktor null belegen, wenn diese Kraftstoffe die gemäß Artikel 53a dieser Verordnung bestimmte Höchstmenge des Kraftstoffverbrauchs erfüllen.

Artikel 55 Kleinemittenten

(1) Luftfahrzeugbetreiber, die in drei aufeinanderfolgenden Viermonatszeiträumen weniger als 243 Flüge je Zeitraum durchführen, sowie Luftfahrzeugbetreiber, die Flüge mit einer jährlichen Gesamtemission von weniger als 25 000 Tonnen CO₂/Jahr durchführen, gelten als Kleinemittenten.

(2) Abweichend von Artikel 53 können Kleinemittenten und Luftfahrzeugbetreiber mit jährlichen Gesamtemissionen von weniger als 3 000 Tonnen CO₂ aus anderen als den in Artikel 28a Absatz 1 Buchstabe a und Artikel 3c Absatz 8 der Richtlinie 2003/87/EG genannten Flügen den Kraftstoffverbrauch auf der Grundlage der Flugstrecke je Flugplatzpaar anhand von Eurocontrol-Instrumenten oder von Instrumenten einer anderen einschlägigen Organisation schätzen, die in der Lage sind, alle relevanten Luftverkehrsinformationen zu verarbeiten und dabei eine Unterschätzung der Emissionen zu vermeiden.

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.

(3) Abweichend von Artikel 12 braucht ein Kleinemittent, der eines der Instrumente gemäß Absatz 2 dieses Artikels verwenden will, im Monitoringkonzept für Emissionen nur die folgenden Informationen zu übermitteln:

- a) die Informationen gemäß Anhang I Abschnitt 2 Nummer 1;
- b) den Nachweis, dass die Schwellenwerte für Kleinemittenten gemäß Absatz 1 eingehalten werden;
- c) den Namen des Instruments gemäß Absatz 2, das zur Schätzung des Treibstoffverbrauchs verwendet werden wird, oder einen Verweis auf das Instrument.

Ein Kleinemittent ist von der Übermittlung der Belege gemäß Artikel 12 Absatz 1 Unterabsatz 3 befreit.

(4) Ein Luftfahrzeugbetreiber, der eines der Instrumente gemäß Absatz 2 verwendet und die in Absatz 1 genannten Schwellenwerte in einem Berichtsjahr überschreitet, setzt die zuständige Behörde hierüber unverzüglich in Kenntnis.

Der Luftfahrzeugbetreiber legt der zuständigen Behörde unverzüglich eine erhebliche Änderung des Monitoringkonzepts im Sinne von Artikel 15 Absatz 4 Buchstabe a Ziffer IV zur Genehmigung vor.

Die zuständige Behörde gestattet dem Luftfahrzeugbetreiber jedoch weiterhin die Verwendung eines Instruments gemäß Absatz 2, wenn dieser ihr nachweist, dass die Schwellenwerte gemäß Absatz 1 nicht bereits in den vorangegangenen fünf Berichtszeiträumen überschritten wurden und ab dem nachfolgenden Berichtszeitraum nicht wieder überschritten werden.

Artikel 56 Unsicherheitsquellen

(1) Der Luftfahrzeugbetreiber berücksichtigt Unsicherheitsquellen sowie den jeweiligen Grad an Unsicherheit bei der Wahl der Überwachungsmethodik gemäß Artikel 53 Absatz 2.

(2) Der Luftfahrzeugbetreiber führt regelmäßig angemessene Kontrollaktivitäten durch, einschließlich Gegenprüfungen der auf den Rechnungen angegebenen Betankungsmenge und der durch Bordmesssysteme bestimmten Betankungsmenge, und ergreift bei Feststellung erheblicher Abweichungen Korrekturmaßnahmen.

Artikel 56a Berechnung von CO₂-Äquivalenten für Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr

(1) Jeder Luftfahrzeugbetreiber überwacht die Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr, die von seinen Flugzeugen mit Turbo-Strahltriebwerken erzeugt werden, und gibt sie in CO₂-Äquivalenten (CO₂(Äq)) pro Flug an.

(2) Der Luftfahrzeugbetreiber berechnet das CO₂(Äq) pro Flug anhand des GWP-Werts, insbesondere GWP₂₀, GWP₅₀ und GWP₁₀₀, sodass für jeden der überwachten Flüge für drei Zeithorizonte (20, 50 und 100 Jahre) CO₂(Äq)-Werte ermittelt werden.

(3) Der Luftfahrzeugbetreiber wendet die in dieser Verordnung und in NEATS definierte Wirksamkeit an, um den in Absatz 2 genannten GWP-Wert für die Berechnung des CO₂(Äq) pro Flug zu verfeinern, es sei denn, der Luftfahrzeugbetreiber weist der

zuständigen Behörde nach, dass die Wirksamkeit nicht angewendet werden kann.

(4) Zur Berechnung des CO₂(Äq) je Flug wendet jeder Luftfahrzeugbetreiber einen CO₂(Äq)-Berechnungsansatz an, der folgende Elemente umfasst:

- a) das Modul für die Kraftstoffverbrennung und die Emissionsschätzung gemäß Anhang IIIa Abschnitt 3;
- b) Methode C, bestehend aus einem wetterbasierten Ansatz, und Methode D, die aus einem positionsbezogenen vereinfachten Ansatz gemäß Anhang IIIa Abschnitt 4 besteht;
- c) einen Ansatz auf der Grundlage von Standardwerten, der bei Datenlücken verwendet wird und in Anhang IIIa Abschnitt 5 und Anhang IIIb beschrieben ist.

Methode C und Methode D beruhen auf Eingabedaten aus den unter Buchstabe a dieses Absatzes genannten Modulen, Daten des Luftfahrzeugbetreibers und relevanten Wetterdaten des Luftfahrzeugbetreibers oder Dritter.

(5) Jeder Luftfahrzeugbetreiber berechnet das CO₂(Äq) pro Flug nach Methode C.

(6) Abweichend von Absatz 5 können Kleinemittenten im Sinne des Artikels 55 Absatz 1 Methode D anwenden.

(7) Um die CO₂(Äq)-Berechnungsmodelle auf ihre Flüge anzuwenden, müssen die Luftfahrzeugbetreiber alle folgenden Bedingungen erfüllen, entweder unter Verwendung von NEATS gemäß Anhang IIIa Abschnitt 2, eigenen IT-Instrumenten und IT-Instrumenten Dritter oder einer Kombination aus NEATS und diesen Instrumenten:

- a) Diese Instrumente entsprechen den Anforderungen des Anhangs IIIa in Bezug auf das Modul zur Emissionsschätzung in den Abschnitten 3, 4 und 5 dieses Anhangs;
- b) wenn erweiterte Wetterdaten im Sinne von Anhang IIIa benötigt werden, verwenden diese Instrumente dasselbe gemeinsame Referenzmodell für die numerische Wettervorhersage (NWP) und dieselben Wetterdaten, die über NEATS bereitgestellt werden;
- c) diese Instrumente ermöglichen und erleichtern zum Zwecke der Überprüfung den Zugang zu den überwachten Daten gemäß Anhang IIIa Abschnitt 4;
- d) diese Instrumente gewährleisten, dass die überwachten Daten mindestens zwei Jahre lang mit Back-up- und Wiederherstellungsfunktionen sicher gespeichert werden;

- e) diese Instrumente stehen im Einklang mit den in Artikel 75 Absatz 1 festgelegten Grundsätzen.

(8) Plant ein Luftfahrzeugbetreiber die Verwendung der in Absatz 7 genannten Instrumente mit Ausnahme des Kraftstoffverbrennungsmoduls, so legt er der Kommission zunächst die technischen Spezifikationen der Instrumente vor. Die Kommission bewertet die Spezifikationen der Instrumente und genehmigt diese, sofern sie den Anforderungen dieser Verordnung entsprechen. Nach der Genehmigung werden die technischen Spezifikationen der Instrumente und die entsprechenden Arbeitsabläufe vom Luftfahrzeugbetreiber im Monitoringkonzept näher beschrieben.

Artikel 56b Datenüberwachung

(1) Der Luftfahrzeugbetreiber überwacht die in Anhang IIIa Abschnitt 4 genannten Daten.

(2) Die gemäß Absatz 1 überwachten Daten werden vom Luftfahrzeugbetreiber beschafft, unter anderem aus den Flugdatenschreibern des Luftfahrzeugs, soweit verfügbar.

(3) Abweichend von Absatz 2 kann sich der Luftfahrzeugbetreiber für die Überwachung einiger oder aller Daten auf Folgendes stützen:

- a) unabhängige Drittquellen wie Eurocontrol;
- b) NEATS, wie in Anhang IIIa Abschnitt 2 beschrieben.

(4) Fehlen Daten und hat der Luftfahrzeugbetreiber nachgewiesen, dass er nicht in der Lage ist, diese Daten über NEATS oder andere Methoden abzurufen, so verwendet der Luftfahrzeugbetreiber Standardwerte gemäß Anhang IIIa Abschnitt 5 und Anhang IIIb.

(5) Die Luftfahrzeugbetreiber gewähren der Prüfstelle Zugang zu allen für die Prüfung erforderlichen Daten, einschließlich vertraulicher Daten. Auf Antrag des Luftfahrzeugbetreibers behandelt die zuständige Behörde die vom Luftfahrzeugbetreiber bereitgestellten Informationen als vertraulich.

(6) Ist NEATS nicht verfügbar und kann somit nicht genutzt werden, so überwacht der Luftfahrzeugbetreiber mindestens die Flugdaten und Luftfahrzeugeigenschaften pro Flug. In diesem Fall muss der Luftfahrzeugbetreiber die CO₂(Äq)-Berechnung pro Flug zu einem späteren Zeitpunkt vornehmen, spätestens wenn die Kommission NEATS zur Verfügung gestellt hat.

(7) Ist es nicht möglich, ein gemeinsames NWP-Referenzmodell zu verwenden, weil

es in NEATS nicht verfügbar ist, so wendet der Luftfahrzeugbetreiber abweichend von Artikel 56a Absatz 5 Methode D an. Sobald das gemeinsame NWP-Referenzmodell zur Verfügung gestellt wird, wendet der Luftfahrzeugbetreiber die geeignete Methode gemäß Artikel 56a Absätze 5 und 6 an.

(8) NEATS wird gegebenenfalls aktualisiert.

Artikel 57 (aufgehoben)

Kapitel V Datenverwaltung und -kontrolle

Artikel 58 Datenflussaktivitäten

(1) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber erstellt, dokumentiert, implementiert und unterhält schriftliche Verfahren für Datenflussaktivitäten zur Überwachung von Treibhausgasemissionen und Nicht-CO₂-Effekten aus dem Luftverkehr und zur Berichterstattung darüber und gewährleistet, dass der jährliche Emissionsbericht, der auf Basis der Datenflussaktivitäten erstellt wird, keine Falschangaben enthält und mit dem Monitoringkonzept, den schriftlichen Verfahren und mit dieser Verordnung im Einklang steht.

(2) Die Beschreibung der im Monitoringkonzept enthaltenen Verfahren für Datenflussaktivitäten umfasst mindestens die nachstehenden Elemente:

- a) die Informationen gemäß Artikel 12 Absatz 2;
- b) Angabe der Primärdatenquellen;
- c) jeden der einzelnen Schritte im Datenfluss (von den Primärdaten bis zu den jährlichen Emissionen und Nicht-CO₂-Effekten aus dem Luftverkehr), die die Sequenz und Interaktion zwischen den Datenflussaktivitäten widerspiegeln, einschließlich relevanter Formeln und angewandter Datenaggregationsschritte;
- d) die relevanten Verarbeitungsschritte im Zusammenhang mit jeder spezifischen Datenflussaktivität, einschließlich der für die Bestimmung der Emissionen verwendeten Formeln und Daten;
- e) die verwendeten relevanten elektronischen Datenverarbeitungs- und Speichersysteme sowie die Interaktion zwischen diesen Systemen und anderen Eingaben einschließlich manueller Eingabe;

- f) die Art und Weise, in der die Ergebnisse der Datenflussaktivitäten aufgezeichnet werden.

Artikel 59 Kontrollsystem

(1) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber erstellt, dokumentiert, implementiert und unterhält ein effizientes Kontrollsystem, das gewährleistet, dass der jährliche Emissionsbericht, der auf Basis der Datenflussaktivitäten erstellt wird, keine Falschangaben enthält und mit dem Monitoringkonzept sowie mit dieser Verordnung im Einklang steht.

(2) Das Kontrollsystem gemäß Absatz 1 umfasst folgende Elemente:

- a) eine Bewertung der inhärenten Risiken und Kontrollrisiken durch den Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber auf der Grundlage eines schriftlichen Verfahrens für die Durchführung der Bewertung;
- b) schriftliche Verfahren im Zusammenhang mit Kontrollaktivitäten, mit denen die identifizierten Risiken gemindert werden sollen.

(3) Die schriftlichen Verfahren im Zusammenhang mit Kontrollaktivitäten gemäß Absatz 2 Buchstabe b umfassen mindestens:

- a) die Qualitätssicherung der Messeinrichtungen;
- b) die Qualitätssicherung des für die Datenflussaktivitäten verwendeten IT-Systems, einschließlich Computer Prozesskontrollen;
- c) die Aufgabentrennung bei den Datenfluss- und Kontrollaktivitäten sowie die Verwaltung der erforderlichen Kompetenzen;
- d) interne Überprüfungen und Validierung von Daten;
- e) Berichtigungen und Korrekturmaßnahmen;
- f) die Kontrolle von ausgelagerten Prozessen;
- g) das Führen von Aufzeichnungen und die Dokumentation, einschließlich der Verwaltung von Dokumentenversionen.

(4) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber überwacht die Effizienz des Kontrollsystems, auch durch interne Überprüfungen und unter Berücksichtigung der Feststellungen der Prüfstelle im Rahmen der gemäß der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 durchgeführten Prüfung der jährlichen Emissionsberichte.

Sollte sich herausstellen, dass das Kontrollsystem ineffizient oder den identifizierten Risiken nicht angemessen ist, so bemüht sich der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetrei-

ber, das Kontrollsystem zu verbessern und das Monitoringkonzept oder gegebenenfalls die ihm zugrunde liegenden schriftlichen Verfahren für Datenflussaktivitäten, Risikobewertungen und Kontrollaktivitäten zu aktualisieren.

Artikel 60 Qualitätssicherung

(1) Für die Zwecke von Artikel 59 Absatz 3 Buchstabe a trägt der Betreiber dafür Sorge, dass alle maßgeblichen Messeinrichtungen, auch vor ihrer Verwendung, im Einklang mit den Bestimmungen dieser Verordnung und mit Messstandards, die auf international anerkannte Messstandards zurückgeführt werden können, in einer den festgestellten Risiken angemessenen Weise in regelmäßigen Abständen kalibriert, justiert und kontrolliert werden.

Können bestimmte Teile der Messsysteme nicht kalibriert werden, so führt der Betreiber diese Teile im Monitoringkonzept auf und schlägt alternative Kontrolltätigkeiten vor.

Stellt sich heraus, dass Messeinrichtungen nicht die geforderte Leistung erbringen, so trifft der Betreiber unverzüglich die erforderlichen Korrekturmaßnahmen.

(2) Bei Systemen zur kontinuierlichen Emissionsmessung wendet der Betreiber eine Qualitätssicherung im Einklang mit der Norm „Qualitätssicherung für automatische Messeinrichtungen“ (EN 14181) an, einschließlich mindestens einmal jährlich von qualifiziertem Personal durchgeführter Parallelmessungen nach Standard-Referenzmethoden.

Erfordert die Qualitätssicherung, dass als Basis für die Kalibrierung und die Leistungsprüfungen Emissionsgrenzwerte als Parameter herangezogen werden, so wird der jährliche Stundenmittelwert der Konzentration des Treibhausgases als Ersatzwert für solche Emissionsgrenzwerte verwendet. Stellt der Betreiber fest, dass die Anforderungen an die Qualitätssicherung nicht erfüllt wurden - einschließlich der Notwendigkeit einer Neukalibrierung -, so teilt er dies der zuständigen Behörde mit und trifft unverzüglich Korrekturmaßnahmen.

Artikel 61 Qualitätssicherung der Informationstechnologie

Für die Zwecke von Artikel 59 Absatz 3 Buchstabe b trägt der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber dafür Sorge, dass das IT-System so konzipiert, dokumentiert, getestet, implementiert, kontrolliert und unterhalten wird, dass verlässliche, genaue und zeitnahe Daten unter Berücksichtigung der gemäß Artikel 59 Absatz 2 Buchstabe a

identifizierten Risiken verarbeitet werden.

Zur Kontrolle des IT-Systems gehören Zugriffskontrolle, Back-up-Kontrolle, Wiederherstellung von Daten, Kontinuitätsplanung und Sicherheit.

Artikel 62 Aufgabentrennung

Für die Zwecke von Artikel 59 Absatz 3 Buchstabe c bestimmt der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber die zuständigen Personen für sämtliche Datenfluss- und Kontrollaktivitäten in einer Weise, dass Aufgaben nicht kollidieren. Finden keine anderen Kontrollaktivitäten statt, so trägt er bei allen Datenflussaktivitäten unter Berücksichtigung der identifizierten inhärenten Risiken dafür Sorge, dass alle relevanten Informationen und Daten von mindestens einer Person, die an der Ermittlung und Aufzeichnung dieser Informationen und Daten nicht beteiligt war, bestätigt werden.

Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber verwaltet die für die betreffenden Verantwortungsbereiche erforderlichen Kompetenzen, insbesondere die angemessene Verteilung der Zuständigkeiten, Schulungen und Leistungsprüfungen.

Artikel 63 Interne Überprüfung und Validierung von Daten

(1) Für die Zwecke von Artikel 59 Absatz 3 Buchstabe d und auf der Grundlage der in der Risikobewertung gemäß Artikel 59 Absatz 2 Buchstabe a identifizierten inhärenten Risiken und Kontrollrisiken überprüft und validiert der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber die aus den Datenflussaktivitäten gemäß Artikel 58 resultierenden Daten.

Eine solche Datenüberprüfung und -Validierung umfasst mindestens

- a) eine Prüfung der Vollständigkeit der Daten;
- b) einen Vergleich der Daten, die der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber über mehrere Jahre erhalten, überwacht und mitgeteilt hat;
- c) einen Vergleich von Daten und Werten aus verschiedenen operationellen Datenerhebungssystemen, einschließlich gegebenenfalls der folgenden Vergleiche:
 - i) Vergleich von Daten über den Brennstoff- oder Materialankauf mit Daten über Bestandsveränderungen und Verbrauchsdaten zu den jeweiligen Stoffströmen;

- ii) Vergleich von Berechnungsfaktoren, die durch Analyse oder Berechnung bestimmt oder vom Lieferanten des Brennstoffs bzw. Materials bezogen wurden, mit nationalen oder internationalen Referenzfaktoren vergleichbarer Brennstoffe oder Materialien;
- iii) Vergleich der Emissionen, die anhand von auf Messung beruhenden Methodiken ermittelt wurden, mit den Ergebnissen der flankierenden Berechnung gemäß Artikel 46;
- iv) Vergleich von aggregierten Daten und Rohdaten.

(2) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber trägt nach Möglichkeit dafür Sorge, dass die Kriterien für eine Ablehnung von Daten im Rahmen der Überprüfung und Validierung im Voraus feststehen. Zu diesem Zweck werden die Kriterien für eine Ablehnung von Daten in der Dokumentation der einschlägigen schriftlichen Verfahren festgelegt.

Artikel 64 Berichtigungen und Korrekturmaßnahmen

(1) Sofern bestimmte Aspekte der Datenflussaktivitäten gemäß Artikel 58 oder der Kontrollaktivitäten gemäß Artikel 59 nicht reibungslos oder nur außerhalb der Grenzen funktionieren, die in der Dokumentation der Verfahren für die Datenfluss- und Kontrollaktivitäten vorgegeben sind, nimmt der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber angemessene Berichtigungen vor und berichtigt die abgelehnten Daten unter Vermeidung einer Unterschätzung der Emissionen.

(2) Für die Zwecke von Absatz 1 trifft der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber zumindest alle nachstehenden Maßnahmen:

- a) Prüfung der Gültigkeit der Ergebnisse der jeweiligen Schritte im Rahmen der Datenflussaktivitäten gemäß Artikel 58 bzw. der Kontrollaktivitäten gemäß Artikel 59;
- b) Ermittlung der Ursache des betreffenden Defekts oder Funktionsfehlers;
- c) Anwendung geeigneter Korrekturmaßnahmen, einschließlich gegebenenfalls Berichtigung der betroffenen Daten im Emissionsbericht.

(3) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber führt die Berichtigungen und Korrekturmaßnahmen gemäß Absatz 1 so durch, dass auf die in der Risikobewertung gemäß Artikel 59 identifizierten inhärenten Risiken und Kontrollrisiken reagiert wird.

Artikel 65 Ausgelagerte Prozesse

Lagert der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber eine oder mehrere der Datenflussaktivitäten gemäß Artikel 58 oder der Kontrollaktivitäten gemäß Artikel 59 aus, so trifft er alle nachstehenden Maßnahmen:

- a) Prüfung der Qualität der ausgelagerten Datenflussaktivitäten und Kontrollaktivitäten im Einklang mit dieser Verordnung;
- b) Festlegung geeigneter Anforderungen an die Ergebnisse der ausgelagerten Prozesse und an die in diesen Prozessen angewendeten Methoden;
- c) Prüfung der Qualität der Ergebnisse und Methoden gemäß Buchstabe b);
- d) Gewährleistung, dass die ausgelagerten Aktivitäten so durchgeführt werden, dass auf die in der Risikobewertung gemäß Artikel 59 identifizierten inhärenten Risiken und Kontrollrisiken reagiert wird.

Artikel 66 Behandlung von Datenlücken bei der Emissionsberichterstattung

(1) Fehlen Daten, die für die Bestimmung der Emissionen einer Anlage relevant sind, so verwendet der Anlagenbetreiber eine geeignete Schätzmethode zur Ermittlung konservativer Ersatzdaten für den betreffenden Zeitraum und den fehlenden Parameter.

Hat der Anlagenbetreiber die Schätzmethode nicht in einem schriftlichen Verfahren festgelegt, so stellt er ein solches schriftliches Verfahren auf und legt der zuständigen Behörde eine entsprechende Aktualisierung des Monitoringkonzepts gemäß Artikel 15 zur Genehmigung vor.

(2) Fehlen Daten, die für die Bestimmung der Emissionen eines Luftfahrzeugbetreibers für einen oder mehrere Flüge relevant sind, so verwendet der Luftfahrzeugbetreiber für den betreffenden Zeitraum Ersatzdaten, die nach der im Monitoringkonzept festgelegten alternativen Methode berechnet werden.

Können keine Ersatzdaten gemäß Unterabsatz 1 ermittelt werden, so kann der Luftfahrzeugbetreiber die Emissionen für den oder die betreffenden Flüge anhand des durch ein Instrument gemäß Artikel 55 Absatz 2 ermittelten Treibstoffverbrauchs schätzen.

Treten bei mehr als 5 % der gemeldeten jährlichen Flüge Datenlücken im Sinne der Unterabsätze 1 und 2 auf, so unterrichtet der Luftfahrzeugbetreiber unverzüglich die zuständige Behörde und trifft Abhilfemaßnahmen zur Verbesserung der Überwa-

chungsmethodik.

Artikel 67 Aufzeichnungen und Dokumentation

(1) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber führt für mindestens zehn Jahre Aufzeichnungen aller relevanten Daten und Informationen, einschließlich der Informationen gemäß Anhang IX.

Die dokumentierten und archivierten Überwachungsdaten ermöglichen die Prüfung der jährlichen Emissionsberichte nach Maßgabe der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067. Vom Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber übermittelte Daten, die in einem von der zuständigen Behörde errichteten elektronischen Berichterstattungs- und Datenverwaltungssystem gespeichert sind, können als vom Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber aufbewahrt angesehen werden, wenn dieser Zugriff auf diese Daten hat.

(2) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber trägt dafür Sorge, dass maßgebliche Dokumente immer dann und dort zur Verfügung stehen, wo sie zur Durchführung der Datenfluss- und Kontrollaktivitäten benötigt werden. Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber stellt diese Dokumente der zuständigen Behörde sowie der Prüfstelle, die den Emissionsbericht nach Maßgabe der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 prüft, auf Anfrage zur Verfügung.

Kapitel VI Berichtspflichten

Artikel 68 Zeitplan und Pflichten für die Berichterstattung

(1) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber übermittelt der zuständigen Behörde alljährlich bis 31. März einen Emissionsbericht, der die Jahresemissionen des Berichtszeitraums umfasst und nach Maßgabe der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 geprüft wurde.

Die zuständigen Behörden können die Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber jedoch auffordern, den geprüften jährlichen Emissionsbericht vor dem 31. März, jedoch nicht vor dem 28. Februar zu übermitteln.

(2) weggefallen

(3) Die jährlichen Emissionsberichte enthalten mindestens die Informationen gemäß Anhang X.

(4) Die Mitgliedstaaten übermitteln der Kommission alljährlich bis zum 30. April den geprüften jährlichen Emissionsbericht für alle Anlagen für die Verbrennung von Sied-

lungsabfällen im Sinne von Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG.

Falls die zuständige Behörde die geprüften Emissionen nach dem 30. April eines jeden Jahres berichtet, teilt der Mitgliedstaat diese Berichtigung unverzüglich der Kommission mit.

(5) Der Luftfahrzeugbetreiber legt der zuständigen Behörde unter den in Absatz 1 genannten Bedingungen einen gesonderten Bericht als Anlage zum jährlichen Emissionsbericht vor, der die jährlichen Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr abdeckt.

(6) Der gesonderte Bericht im Sinne von Absatz 5 enthält mindestens die Informationen gemäß Anhang X Abschnitt 2a.

Artikel 69 Berichterstattung über Verbesserungen der Überwachungsmethodik

(1) Jeder Anlagenbetreiber prüft regelmäßig, ob die angewendete Überwachungsmethodik verbessert werden kann.

Der Betreiber einer Anlage legt der zuständigen Behörde einen Bericht zur Genehmigung vor, der die Angaben gemäß Absatz 2 bzw. Absatz 3 enthält und innerhalb folgender Fristen übermittelt wird:

- a) für eine Anlage der Kategorie A: alle fünf Jahre bis 30. Juni;
- b) für eine Anlage der Kategorie B: alle drei Jahre bis 30. Juni;
- c) für eine Anlage der Kategorie C: alle zwei Jahre bis 30. Juni. Die zuständige Behörde kann jedoch ein anderes Datum für die Übermittlung des Berichts festsetzen, das aber nicht nach dem 30. September desselben Jahres liegen darf.

Abweichend von den Unterabsätzen 2 und 3 und unbeschadet des Unterabsatzes 1 kann die zuständige Behörde zusammen mit dem Monitoringkonzept oder dem Verbesserungsbericht eine Verlängerung der gemäß Unterabsatz 2 geltenden Frist genehmigen, wenn der Betreiber der zuständigen Behörde bei Vorlage eines Monitoringkonzepts gemäß Artikel 12, bei Übermittlung von Aktualisierungen gemäß Artikel 15 oder bei Vorlage eines Verbesserungsberichts gemäß dem vorliegenden Artikel nachweist, dass die Gründe dafür, dass die Kosten unverhältnismäßig wären oder die Verbesserungsmaßnahmen technisch nicht machbar wären, während eines längeren Zeitraums bestehen bleiben. Bei dieser Verlängerung ist die Anzahl der Jahre zu berücksichtigen, für die der Betreiber einen Nachweis erbringt. Der Zeitraum zwischen den Verbesserungsberichten darf insgesamt drei Jahre für eine Anlage der Kategorie C, vier Jahre für eine Anlage der Kategorie B bzw. fünf Jahre für eine An-

lage der Kategorie A nicht überschreiten

(2) Wendet der Anlagenbetreiber nicht mindestens die Ebenen an, die gemäß Artikel 26 Absatz 1 Unterabsatz 1 für emissionsstarke und emissionsschwache Stoffströme sowie gemäß Artikel 41 für Emissionsquellen vorgeschrieben sind, so übermittelt er eine Begründung, warum die Anwendung der vorgeschriebenen Ebenen technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde.

Stellt sich jedoch heraus, dass Maßnahmen, die zum Erreichen dieser Ebenen erforderlich sind, technisch machbar geworden sind und zu keinen unverhältnismäßigen Kosten mehr führen, so legt der Anlagenbetreiber entsprechende Änderungen des Monitoringkonzepts gemäß Artikel 15 vor und übermittelt Vorschläge zur Durchführung der betreffenden Maßnahmen einschließlich eines Zeitplans.

(3) Wendet der Anlagenbetreiber eine Fall-back-Überwachungsmethodik gemäß Artikel 22 an, so übermittelt er eine Begründung, warum es technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde, für einen oder mehrere emissionsstarke oder emissionsschwache Stoffströme mindestens Ebene 1 anzuwenden.

Stellt sich jedoch heraus, dass Maßnahmen, die für diese Stoffströme zum Erreichen von mindestens Ebene 1 erforderlich sind, technisch machbar geworden sind und zu keinen unverhältnismäßigen Kosten mehr führen, so legt der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde entsprechende Änderungen des Monitoringkonzepts gemäß Artikel 15 vor und übermittelt Vorschläge zur Durchführung der betreffenden Maßnahmen einschließlich eines Zeitplans.

(4) Enthält der nach Maßgabe der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 erstellte Prüfbericht noch offene Nichtkonformitäten oder Empfehlungen für Verbesserungen gemäß den Artikeln 27, 29 und 30 jener Durchführungsverordnung, so übermittelt der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber der zuständigen Behörde bis 30. Juni des Jahres, in dem die Prüfstelle den Prüfbericht erstellt, einen Bericht zur Genehmigung. Im Bericht wird beschrieben, wie und wann der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber die von der Prüfstelle festgestellten Nichtkonformitäten behoben hat oder zu beheben beabsichtigt und die empfohlenen Verbesserungen vornehmen will.

Die zuständige Behörde kann ein anderes als das in diesem Absatz genannte Datum für die Übermittlung des Berichts festsetzen, das aber nicht nach dem 30. September desselben Jahres liegen darf. Dieser Bericht kann gegebenenfalls mit dem Bericht gemäß Absatz 1 zusammengefasst werden.

Würden die empfohlenen Verbesserungen nicht zu einer Verbesserung der Überwa-

chungsmethodik führen, so legt der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber eine entsprechende Begründung vor. Würden die empfohlenen Verbesserungen zu unverhältnismäßigen Kosten führen, so weist der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber dies nach.

(5) Absatz 4 findet keine Anwendung, wenn der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber bereits vor dem gemäß Absatz 4 festgelegten Datum alle Nichtkonformitäten ausgeräumt, Verbesserungsempfehlungen für befolgt und die damit zusammenhängenden Änderungen des Monitoringkonzepts der zuständigen Behörde zur Genehmigung gemäß Artikel 15 vorgelegt hat.

Artikel 70 Bestimmung von Emissionen durch die zuständige Behörde

(1) Die zuständige Behörde nimmt eine konservative Schätzung der Emissionen eines Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreibers und gegebenenfalls der Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr eines Luftfahrzeugbetreibers in jedem der folgenden Fälle vor:

- a) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber hat innerhalb der in Artikel 68 Absatz 1 vorgegebenen Frist keinen geprüften jährlichen Emissionsbericht übermittelt;
- b) der geprüfte jährliche Emissionsbericht gemäß Artikel 68 Absatz 1 steht nicht im Einklang mit dieser Verordnung;
- c) der jährliche Emissionsbericht eines Anlagen- oder Luftfahrzeugbetreibers wurde nicht nach Maßgabe der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 geprüft.

(2) Hat die Prüfstelle im Prüfbericht gemäß der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 Falschangaben nicht wesentlicher Art festgestellt, die vom Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber vor Ausstellung des Prüfberichts nicht berichtet wurden, so bewertet die zuständige Behörde diese Falschangaben und nimmt gegebenenfalls eine konservative Schätzung der Emissionen und der Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr der Anlage bzw. des Luftfahrzeugbetreibers vor. Die zuständige Behörde teilt dem Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber mit, ob und — wenn ja — welche Berichtigungen am jährlichen Emissionsbericht vorgenommen werden müssen. Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber stellt diese Informationen der Prüfstelle zur Verfügung.

(3) Die Mitgliedstaaten sehen einen effizienten Informationsaustausch zwischen den für die Genehmigung der Monitoringkonzepte und den für die Annahme der jährli-

chen Emissionsberichte zuständigen Behörden vor.

Artikel 71 Zugriff auf Informationen

Die zuständige Behörde macht der Öffentlichkeit die ihr vorliegenden Emissionsberichte nach Maßgabe der gemäß der Richtlinie 2003/4/EG des Europäischen Parlaments und des Rates¹⁹ erlassenen einzelstaatlichen Bestimmungen zugänglich. Hinsichtlich der Anwendung der Ausnahmeregelung gemäß Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe d der Richtlinie 2003/4/EG können die Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber in ihren Berichten die Informationen kennzeichnen, die ihrer Auffassung nach als Geschäfts- oder Betriebsgeheimnis zu betrachten sind.

Artikel 72 Rundung von Daten

(1) Die jährlichen Gesamtemissionen der einzelnen Treibhausgase CO₂, N₂O und PFCs sowie die Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr werden in gerundeten Tonnen CO₂ oder CO₂(Äq) gemeldet. Die jährlichen Gesamtemissionen der Anlage werden als Summe der gerundeten Werte für CO₂, N₂O und PFCs berechnet.

(2) Alle zur Berechnung der Emissionen verwendeten Variablen werden so gerundet, dass alle für die Berechnung der Emissionen und die diesbezügliche Berichterstattung signifikanten Stellen enthalten sind.

(3) weggefallen

Artikel 73 Gewährleistung der Konsistenz mit anderen Berichterstattungen

Jede in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführte Tätigkeit, die von einem Anlagen- oder Luftfahrzeugbetreiber durchgeführt wird, wird gegebenenfalls mit den Codes der folgenden Berichterstattungssysteme ausgewiesen:

- a) dem Code des „Common Reporting Format“ für nationale Treibhausgasinventare, das von den zuständigen Stellen der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen angenommen wurde;

¹⁹ 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 (ABl. L 41 vom 14.2.2003, S. 26).

- b) der Kennnummer der Anlage im Europäischen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister gemäß der Verordnung (EG) Nr. 166/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates²⁰
- c) der Tätigkeit gemäß Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 166/2006;
- d) dem NACE-Code gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1893/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates²¹.

Kapitel VII Anforderungen an die Informationstechnologie

Artikel 74 Formate für den elektronischen Datenaustausch

(1) Die Mitgliedstaaten können vorschreiben, dass die Anlagenbetreiber und Luftfahrzeugbetreiber für die Übermittlung von Monitoringkonzepten und Änderungen des Monitoringkonzepts sowie für die Übermittlung der jährlichen Emissionsberichte, der Tonnenkilometerberichte, der Prüfberichte und der Verbesserungsberichte elektronische Vorlagen oder spezifische Dateiformate verwenden müssen.

Diese von den Mitgliedstaaten festgelegten Vorlagen und spezifischen Dateiformate müssen mindestens die Informationen enthalten, die in den von der Kommission veröffentlichten elektronischen Vorlagen und Spezifikationen für ein Dateiformat enthalten sind.

(2) Bei der Festlegung der Vorlagen und Spezifikationen für ein Dateiformat gemäß Absatz 1 Unterabsatz 2 können sich die Mitgliedstaaten für eine oder beide der folgenden Möglichkeiten entscheiden:

- a) Dateiformatspezifikationen, basierend auf XML, wie die von der Kommission veröffentlichte EU-EHS-Berichterstattungssprache zur Verwendung in Verbindung mit fortgeschrittenen automatisierten Systemen;

²⁰ 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 (ABl. L 33 vom 4.2.2006, S. 1).

²¹ Verordnung (EG) Nr. 1893/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Dezember 2006 zur Aufstellung der statistischen Systematik der Wirtschaftszweige NACE Revision 2 und zur Änderung der Verordnung (EWG) Nr. 3037/90 des Rates sowie einiger Verordnungen der EG über bestimmte Bereiche der Statistik (ABl. L 393 vom 30.12.2006, S. 1).

- b) veröffentlichte Vorlagen in einer für Standardbürosoftware geeigneten Form, einschließlich Tabellenkalkulationen und Textverarbeitungsdateien.

Artikel 75 Verwendung automatisierter Systeme

(1) Entscheidet sich ein Mitgliedstaat für die Verwendung von automatisierten Systemen für den elektronischen Datenaustausch, die auf den Dateiformatspezifikationen gemäß Artikel 74 Absatz 2 Buchstabe a basieren, so müssen diese Systeme auf kosteneffiziente Weise durch Implementierung von technologischen Maßnahmen entsprechend dem aktuellen Stand der Technik Folgendes gewährleisten:

- a) die Integrität der Daten, sodass elektronische Mitteilungen während der Übermittlung nicht geändert werden können;
- b) die Vertraulichkeit der Daten durch Verwendung von Sicherheitstechniken, einschließlich Verschlüsselungstechniken, sodass die Daten nur der Partei zugänglich sind, für die sie bestimmt sind, und keine Daten von unbefugten Parteien abgefangen werden können;
- c) die Authentizität der Daten, sodass die Identität sowohl des Absenders als auch des Empfängers der Daten bekannt und überprüft ist;
- d) die Nichtabstreitbarkeit der Daten durch Verwendung von Methoden wie z. B. Unterzeichnungstechniken oder die unabhängige Prüfung von Systemsicherungen, sodass eine an einem Mitteilungsvorgang beteiligte Partei nicht abstreiten kann, eine Mitteilung empfangen zu haben, und die andere Partei nicht abstreiten kann, eine Mitteilung abgesendet zu haben.

(2) Auf den Dateiformatspezifikationen gemäß Artikel 74 Absatz 2 Buchstabe a basierende automatisierte Systeme, die von den Mitgliedstaaten für die Kommunikation zwischen zuständiger Behörde, Anlagenbetreiber, Luftfahrzeugbetreiber sowie Prüf- und nationaler Akkreditierungsstelle im Sinne der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 verwendet werden, müssen durch Implementierung von technologischen Maßnahmen entsprechend dem aktuellen Stand der Technik die folgenden nicht funktionsbezogenen Anforderungen erfüllen:

- a) Zugriffskontrolle, sodass nur befugte Parteien auf das System Zugriff haben und keine Daten von unbefugten Parteien gelesen, geschrieben oder aktualisiert werden können, durch Implementierung von technologischen Maßnahmen, mit denen Folgendes erreicht werden soll:

- i) Beschränkung des physischen Zugangs zu der Hardware, auf der die automatisierten Systeme betrieben werden, durch physische Barrieren;
 - ii) Beschränkung des logischen Zugangs zu den automatisierten Systemen durch Einsatz von Technologien für die Identifizierung, Authentifizierung und Autorisierung
- b) Verfügbarkeit, sodass der Zugriff auf die Daten auch nach längerer Zeit und nach der Einführung einer etwaigen neuen Software gewährleistet ist;
 - c) Prüfpfad, sodass sichergestellt ist, dass Datenänderungen stets nachträglich ermittelt und analysiert werden können.

Kapitel VIIa Überwachung der Emissionen von beaufsichtigten Unternehmen

Abschnitt 1 Allgemeine Bestimmungen

Artikel 75a Allgemeine Grundsätze

Die Artikel 4, 5, 6, 7, 8, 9 und 10 dieser Verordnung gelten für die Emissionen, beaufsichtigten Unternehmen und Zertifikate gemäß Kapitel IVa der Richtlinie 2003/87/EG. Zu diesem Zwecke gilt Folgendes:

- a) Bezugnahmen auf Anlagenbetreiber und Luftfahrzeugbetreiber sind als Bezugnahme auf das beaufsichtigte Unternehmen zu verstehen;
- b) Bezugnahmen auf Prozessemissionen finden keine Anwendung;
- c) Bezugnahmen auf Stoffströme sind als Bezugnahme auf Brennstoffströme zu verstehen;
- d) Bezugnahmen auf Emissionsquellen finden keine Anwendung;
- e) Bezugnahmen auf in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG genannte Tätigkeiten sind als Bezugnahme auf in Anhang III jener Richtlinie genannte Tätigkeiten zu verstehen;
- f) Bezugnahmen auf Artikel 24 der Richtlinie 2003/87/EG sind als Bezugnahme auf Artikel 30j jener Richtlinie zu verstehen;
- g) Bezugnahmen auf Tätigkeitsdaten sind als Bezugnahme auf die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen zu verstehen;
- h) Bezugnahmen auf Berechnungsfaktoren sind als Bezugnahme auf Berechnungsfaktoren und den Anteilfaktor zu verstehen.

Artikel 75b Monitoringkonzepte

(1) Artikel 11, Artikel 12 Absatz 2, Artikel 13, Artikel 14, Artikel 15 Absätze 1 und 2 sowie Artikel 16 finden Anwendung. Zu diesem Zwecke gilt Folgendes:

- a) Bezugnahmen auf Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber sind als Bezugnahme auf das beaufsichtigte Unternehmen zu verstehen;
- b) Bezugnahmen auf Luftverkehrstätigkeiten sind als Bezugnahme auf die Luftverkehrstätigkeit des beaufsichtigten Unternehmens zu verstehen.

(2) Spätestens vier Monate bevor ein beaufsichtigtes Unternehmen eine unter Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG fallende Tätigkeit aufnimmt, legt es der zuständigen Behörde ein Monitoringkonzept zur Genehmigung vor, es sei denn, die zuständige Behörde hat für diese Vorlage eine andere Frist gesetzt.

Das Monitoringkonzept besteht aus einer ausführlichen, vollständigen und transparenten Dokumentation der Überwachungsmethodik für ein bestimmtes beaufsichtigtes Unternehmen und enthält mindestens die in Anhang I aufgeführten Angaben.

Zusammen mit dem Monitoringkonzept übermittelt das beaufsichtigte Unternehmen die Ergebnisse einer Risikobewertung, die belegen, dass die vorgeschlagenen Kontrollaktivitäten und die Verfahren für Kontrollaktivitäten den identifizierten inhärenten Risiken und Kontrollrisiken angemessen sind.

(3) Erhebliche Änderungen des Monitoringkonzepts eines beaufsichtigten Unternehmens sind gemäß Artikel 15 insbesondere:

- a) Änderungen der Kategorie des beaufsichtigten Unternehmens, sofern diese Änderungen eine Änderung der Überwachungsmethodik erfordern oder zu einer Änderung der gemäß Artikel 23 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 anwendbaren Wesentlichkeitsschwelle führen;
- b) unbeschadet Artikel 75n Änderungen bezüglich der Einstufung eines beaufsichtigten Unternehmens als „beaufsichtigtes Unternehmen mit geringen Emissionen“;
- c) eine Änderung der angewendeten Ebene;
- d) die Einführung neuer Brennstoffströme;
- e) eine Änderung der Kategorisierung von Brennstoffströmen, d. h. ein Wechsel zwischen den Kategorien emissionsstarker Brennstoffstrom oder De-minimis-

Brennstoffstrom, sofern die Änderung eine Änderung der Überwachungsmethodik erforderlich macht;

- f) eine Änderung des Standardwerts für einen Berechnungsfaktor, wenn der Wert im Monitoringkonzept festzusetzen ist;
- g) eine Änderung des Standardwerts für den Anteilfaktor;
- h) die Einführung neuer Methoden oder die Änderung bestehender Methoden für die Probenahme, Analyse oder Kalibrierung, wenn sich dies unmittelbar auf die Genauigkeit der Emissionsdaten auswirkt.

Artikel 75c Technische Machbarkeit

Erklärt ein beaufsichtigtes Unternehmen, dass die Anwendung einer bestimmten Überwachungsmethodik technisch nicht machbar ist, so bewertet die zuständige Behörde die technische Machbarkeit, wobei sie die vom beaufsichtigten Unternehmen gegebene Begründung berücksichtigt. Diese Begründung stützt sich darauf, ob dem beaufsichtigten Unternehmen technische Mittel zur Verfügung stehen, die den Erfordernissen eines vorgeschlagenen Systems oder einer vorgeschlagenen Auflage gerecht werden und innerhalb der für die Zwecke dieser Verordnung erforderlichen Zeitspanne eingesetzt werden können. Der Begriff „technische Mittel“ beinhaltet auch die Verfügbarkeit der erforderlichen Techniken und Technologie.

Hinsichtlich der Überwachung und Berichterstattung über die historischen Emissionen für das Jahr 2024 gemäß Artikel 30f Absatz 4 der Richtlinie 2003/87/EG können die Mitgliedstaaten beaufsichtigte Unternehmen von der Pflicht zur Begründung, dass eine bestimmte Überwachungsmethodik technisch nicht machbar ist, befreien.

Artikel 75d Unverhältnismäßige Kosten

(1) Erklärt ein beaufsichtigtes Unternehmen, dass die Anwendung einer bestimmten Überwachungsmethodik zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde, so bewertet die zuständige Behörde die Verhältnismäßigkeit der Kosten, wobei sie die Begründung des beaufsichtigten Unternehmens berücksichtigt.

Die zuständige Behörde sieht Kosten als unverhältnismäßig an, wenn die geschätzten Kosten den Nutzen überwiegen. Zu diesem Zweck wird der Nutzen durch Multiplikation eines Verbesserungsfaktors mit einem Referenzpreis von 60 EUR je Zertifikat berechnet. Die Kosten schließen einen angemessenen Abschreibungszeitraum auf Basis der wirtschaftlichen Lebensdauer der Ausrüstung ein.

(2) Ungeachtet des Absatzes 1 berücksichtigt das beaufsichtigte Unternehmen die Kosten, die den Verbrauchern (einschließlich Endverbrauchern) der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffströme durch die Anwendung einer bestimmten Überwachungsmethodik entstehen. Für die Zwecke dieses Unterabsatzes kann das beaufsichtigte Unternehmen konservative Kostenschätzungen vornehmen.

Hinsichtlich der Überwachung und Berichterstattung über die historischen Emissionen für das Jahr 2024 gemäß Artikel 30f Absatz 4 der Richtlinie 2003/87/EG können die Mitgliedstaaten beaufsichtigte Unternehmen von der Pflicht zur Begründung, dass eine bestimmte Überwachungsmethodik zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde, befreien.

(3) Bei der Bewertung der Verhältnismäßigkeit der Kosten in Bezug auf die gewählte Ebene für die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen des beaufsichtigten Unternehmens verwendet die zuständige Behörde als Verbesserungsfaktor gemäß Absatz 1 die Differenz zwischen der bisher erreichten Unsicherheit und der Unsicherheitsschwelle, die durch die Verbesserung für die Ebene erreicht würde, multipliziert mit den durch den betreffenden Brennstoffstrom verursachten durchschnittlichen Jahresemissionen in den letzten drei Jahren.

Sind solche Daten über die durch den betreffenden Brennstoffstrom verursachten durchschnittlichen Jahresemissionen in den letzten drei Jahren nicht verfügbar, so nimmt das beaufsichtigte Unternehmen eine konservative Schätzung der durchschnittlichen Jahresemissionen - ohne CO₂ aus **Brennstoffe mit Emissionsfaktor null** - vor. Bei Messinstrumenten, die einer einzelstaatlichen gesetzlichen messtechnischen Kontrolle unterliegen, kann die bisher erreichte Unsicherheit durch die nach den einschlägigen einzelstaatlichen Rechtsvorschriften zulässige Fehlergrenze ersetzt werden.

Für die Zwecke dieses Absatzes gelten Artikel 38 Absatz 5 und Artikel 39a Absatz 3, sofern dem beaufsichtigten Unternehmen die einschlägigen Informationen zu den Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen für Brennstoffe mit Emissionsfaktor null, die für die Verbrennung verwendet werden, zur Verfügung stehen.

(4) Bei der Bewertung der Verhältnismäßigkeit der Kosten in Bezug auf die für die Bestimmung des Anteilsfaktors des beaufsichtigten Unternehmens gewählten Ebenen sowie in Bezug auf Maßnahmen, die die Datenqualität der Emissionsberichter-

stattung verbessern, aber keine direkten Auswirkungen auf die Genauigkeit der Daten über die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen haben, verwendet die zuständige Behörde als Verbesserungsfaktor 1 % der durch die betreffenden Brennstoffströme verursachten durchschnittlichen Jahresemissionen in den letzten drei Berichtszeiträumen. Zu den Maßnahmen, die die Qualität der Emissionsberichterstattung verbessern, aber keine direkten Auswirkungen auf die Genauigkeit der Daten über die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen haben, gehören folgende:

- a) ein Wechsel von Standardwerten zu Analysen für die Bestimmung von Berechnungsfaktoren;
- b) eine Erhöhung der Zahl von Analysen je Brennstoffstrom;
- c) sofern die betreffende Messaufgabe nicht unter eine einzelstaatliche gesetzliche messtechnische Kontrolle fällt, die Ersetzung von Messinstrumenten durch Instrumente, die den einschlägigen Bestimmungen der gesetzlichen messtechnischen Kontrolle des Mitgliedstaats bei vergleichbaren Anwendungen entsprechen, oder durch Messinstrumente, die den gemäß der Richtlinie 2014/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates²² oder der Richtlinie 2014/32/EU erlassenen einzelstaatlichen Bestimmungen entsprechen;
- d) die Verkürzung der Kalibrierungs- und Wartungsintervalle für Messinstrumente;
- e) Verbesserungen von Datenfluss- und Kontrollaktivitäten, mit denen das inhärente Risiko oder das Kontrollrisiko erheblich verringert wird;
- f) von beaufsichtigten Unternehmen vorgenommene Umstellungen auf eine genauere Ermittlung des Anteilsfaktors.

(5) Maßnahmen zur Verbesserung der Überwachungsmethodik eines beaufsichtigten Unternehmens, dessen Gesamtkosten 4 000 EUR im Berichtszeitraum nicht überschreiten, gelten nicht als unverhältnismäßig. Für beaufsichtigte Unternehmen mit geringen Emissionen liegt dieser Schwellenwert bei 1 000 EUR im Berichtszeitraum.

²² Richtlinie 2014/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Februar 2014 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten betreffend die Bereitstellung nichtselbsttätiger Waagen auf dem Markt (ABl. L 96 vom 29.3.2014, S. 107).

Artikel 75e Kategorisierung von beaufsichtigten Unternehmen und Brennstoffströmen

(1) Für die Zwecke der Emissionsüberwachung und zur Bestimmung der Mindestanforderungen bezüglich der Ebenen für damit zusammenhängende Berechnungsfaktoren bestimmt das beaufsichtigte Unternehmen seine Kategorie gemäß Absatz 2 sowie gegebenenfalls die Kategorie jedes Brennstoffstroms gemäß Absatz 3.

(2) Das beaufsichtigte Unternehmen stuft sich selbst in eine der folgenden Kategorien ein:

- a) Kategorie A, wenn im Zeitraum 2027 bis 2030 die geprüften durchschnittlichen Jahresemissionen in den dem Berichtszeitraum vorangegangenen zwei Jahren vor der Anwendung des Anteilsfaktors — ohne CO₂ aus Brennstoffen mit Emissionsfaktor null — höchstens 50 000 Tonnen CO₂(Äq) betragen;
- b) Kategorie B, wenn im Zeitraum 2027 bis 2030 die geprüften durchschnittlichen Jahresemissionen in den dem Berichtszeitraum vorangegangenen zwei Jahren vor der Anwendung des Anteilsfaktors — ohne CO₂ aus Brennstoffen mit Emissionsfaktor null — mehr als 50 000 Tonnen CO₂(Äq) betragen.

Ab 2031 werden Unternehmen der in Unterabsatz 1 Buchstaben a und b genannten Kategorien A und B auf der Grundlage der geprüften durchschnittlichen Jahresemissionen in dem dem laufenden Handelszeitraum unmittelbar vorangegangenen Handelszeitraum bestimmt.

Abweichend von Artikel 14 Absatz 2 kann die zuständige Behörde dem beaufsichtigten Unternehmen gestatten, das Monitoringkonzept nicht zu ändern, wenn auf der Grundlage der geprüften Emissionen der Schwellenwert für die Einstufung des in Unterabsatz 1 genannten beaufsichtigten Unternehmens zwar überschritten wird, das beaufsichtigte Unternehmen jedoch der zuständigen Behörde nachweist, dass dieser Schwellenwert nicht bereits in den vorangegangenen fünf Berichtszeiträumen überschritten wurde und in den nachfolgenden Berichtszeiträumen nicht erneut überschritten wird.

(3) Das beaufsichtigte Unternehmen stuft jeden Brennstoffstrom in eine der folgenden Kategorien ein:

- a) De-minimis-Brennstoffströme, wenn die vom beaufsichtigten Unternehmen ausgewählten Brennstoffströme vor der Anwendung des Anteilsfaktors kumuliert weniger als 1 000 Tonnen fossiles CO₂/ Jahr freisetzen;

- b) „emissionsstarke Brennstoffströme“, wenn die Brennstoffströme nicht in die Kategorie gemäß Buchstabe a fallen.

Abweichend von Artikel 14 Absatz 2 kann die zuständige Behörde dem beaufsichtigten Unternehmen gestatten, das Monitoringkonzept nicht zu ändern, wenn auf der Grundlage der geprüften Emissionen der Schwellenwert für die Einstufung eines in Unterabsatz 1 genannten Brennstoffstroms als De-minimis-Brennstoffstrom zwar überschritten wird, das beaufsichtigte Unternehmen jedoch der zuständigen Behörde nachweist, dass dieser Schwellenwert nicht bereits in den vorangegangenen fünf Berichtszeiträumen überschritten wurde und in den nachfolgenden Berichtszeiträumen nicht erneut überschritten wird.

(4) Sind die geprüften durchschnittlichen Jahresemissionen, anhand derer die Kategorie des beaufsichtigten Unternehmens nach Absatz 2 bestimmt wird, nicht verfügbar oder für die Zwecke des Absatzes 2 nicht mehr repräsentativ, so nimmt das beaufsichtigte Unternehmen eine konservative Schätzung der durchschnittlichen Jahresemissionen - berechnet vor der Anwendung des Anteilsfaktors und ohne CO₂ aus Brennstoffen mit Emissionsfaktor null - vor, um die Kategorie des beaufsichtigten Unternehmens zu bestimmen.

(4a) Abweichend von Absätzen 2, 3 und 4 kann die zuständige Behörde einem beaufsichtigten Unternehmen vor 2027 gestatten, das Unternehmen und jeden Stoffstrom auf der Grundlage der Emissionen nach Anwendung des Anteilsfaktors — ohne CO₂ aus Brennstoffen mit Emissionsfaktor null — einzustufen, wenn das beaufsichtigte Unternehmen der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass der für die Einstufung angewandte Anteilsfaktor in den kommenden Jahren weiterhin repräsentativ sein wird.

(5) (gestrichen)

Artikel 75f Überwachungsmethodik

Jedes beaufsichtigte Unternehmen bestimmt die jährlichen CO₂-Emissionen aus in Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführten Tätigkeiten, indem es für jeden Brennstoffstrom die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführte Brennstoffmenge mit dem entsprechenden Einheitenumrechnungsfaktor, dem entsprechenden Anteilsfaktor und dem entsprechenden Emissionsfaktor multipliziert.

Der Emissionsfaktor wird im Einklang mit der Verwendung des Einheitenumrechnungsfaktors in Tonnen CO₂ je Terajoule (t CO₂/TJ) ausgedrückt.

Die zuständige Behörde kann die Verwendung von in t CO₂/t oder t CO₂/Nm³ ausgedrückten Brennstoffemissionsfaktoren gestatten. In solchen Fällen bestimmt das beaufsichtigte Unternehmen die Emissionen, indem es die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführte Brennstoffmenge (ausgedrückt in Tonnen oder Normkubikmetern) mit dem entsprechenden Anteilfaktor und dem entsprechenden Emissionsfaktor multipliziert.

Artikel 75g Vorübergehende Änderungen der Überwachungsmethodik

(1) Ist es aus technischen Gründen vorübergehend nicht möglich, das von der zuständigen Behörde genehmigte Monitoringkonzept anzuwenden, so wendet das beaufsichtigte Unternehmen die höchste erreichbare Ebene oder, wenn die Anwendung einer Ebene nicht erreichbar ist, abgesehen vom Anteilfaktor einen konservativen, nicht auf Ebenen basierenden Ansatz an, bis die Bedingungen für die Anwendung der im Monitoringkonzept genehmigten Ebene wiederhergestellt sind.

Das beaufsichtigte Unternehmen trifft alle erforderlichen Vorkehrungen, um zügig zur Anwendung des von der zuständigen Behörde genehmigten Monitoringkonzepts zurückzukehren.

(2) Das beaufsichtigte Unternehmen teilt der zuständigen Behörde die vorübergehende Änderung der Überwachungsmethodik gemäß Absatz 1 umgehend mit und gibt dabei Folgendes an:

- a) die Gründe für die Abweichung von dem von der zuständigen Behörde genehmigten Monitoringkonzept;
- b) die Einzelheiten der zwischenzeitlich angewendeten Überwachungsmethodik, mit der das beaufsichtigte Unternehmen die Emissionen bestimmt, bis die Bedingungen für die Anwendung des von der zuständigen Behörde genehmigten Monitoringkonzepts wiederhergestellt sind;
- c) die Maßnahmen, die das beaufsichtigte Unternehmen trifft, um die Bedingungen für die Anwendung des von der zuständigen Behörde genehmigten Monitoringkonzepts wiederherzustellen;
- d) den voraussichtlichen Zeitpunkt, zu dem das von der zuständigen Behörde genehmigte Monitoringkonzept wieder angewendet wird.

Abschnitt 2 Auf Berechnung beruhende Methodik

Unterabschnitt 1 Allgemeine Bestimmungen

Artikel 75h Anzuwendende Ebenen für in den steuerrechtlich freien Verkehr überführte Brennstoffmengen und Berechnungsfaktoren

(1) Bei der Festlegung der relevanten Ebenen für emissionsstarke Brennstoffströme wendet das beaufsichtigte Unternehmen zur Bestimmung der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen und der einzelnen Berechnungsfaktoren Folgendes an:

- a) mindestens die in Anhang V aufgeführten Ebenen, wenn es sich um ein Unternehmen der Kategorie A handelt oder wenn ein Berechnungsfaktor für einen Brennstoffstrom benötigt wird, bei dem es sich um einen kommerziellen Standardbrennstoff handelt;
- b) in anderen Fällen als denjenigen gemäß Buchstabe a: die höchste in Anhang IIa definierte Ebene.

Für emissionsstarke Brennstoffströme kann das beaufsichtigte Unternehmen jedoch hinsichtlich der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen und der Berechnungsfaktoren eine Ebene um bis zu zwei Stufen unterhalb der gemäß Unterabsatz 1 erforderlichen Ebene anwenden (mit Ebene 1 als Minimum), wenn es der zuständigen Behörde nachweist, dass die gemäß Unterabsatz 1 erforderliche Ebene oder gegebenenfalls die nächsthöhere Ebene technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt.

(2) Für De-minimis-Brennstoffströme kann das beaufsichtigte Unternehmen für die Bestimmung der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen und der einzelnen Berechnungsfaktoren konservative Schätzungen anstelle von Ebenen anwenden, es sei denn, eine festgelegte Ebene ist ohne zusätzlichen Aufwand erreichbar.

Für die in Unterabsatz 1 genannten Brennstoffströme kann das beaufsichtigte Unternehmen die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen auf der Grundlage von Rechnungen oder sonstigen Rechnungsunterlagen bestimmen, es sei denn, eine festgelegte Ebene ist ohne zusätzlichen Aufwand erreichbar.

(3) In Fällen, in denen die zuständige Behörde die Verwendung von als t CO₂/t oder t CO₂/Nm³ ausgedrückten Brennstoffemissionsfaktoren genehmigt hat, kann der Ein-

heitenumrechnungsfaktor mittels einer konservativen Schätzung anstelle von Ebenen überwacht werden, es sei denn, eine festgelegte Ebene ist ohne zusätzlichen Aufwand erreichbar.

Artikel 75i Anzuwendende Ebenen für den Anteilfaktor

(1) Bei der Festlegung der relevanten Ebenen für Brennstoffströme wendet das beaufsichtigte Unternehmen zur Bestimmung des Anteilsfaktors die höchste in Anhang IIa definierte Ebene an.

Das beaufsichtigte Unternehmen kann jedoch eine Ebene eine Stufe unterhalb der gemäß Unterabsatz 1 erforderlichen Ebene anwenden, wenn es der zuständigen Behörde nachweist, dass die gemäß Unterabsatz 1 erforderliche Ebene technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt oder dass die in Artikel 75l Absatz 2 Buchstaben a bis d aufgeführten Methoden nicht zur Verfügung stehen.

Ist Unterabsatz 2 nicht anwendbar, so kann das beaufsichtigte Unternehmen eine Ebene zwei Stufen unterhalb der gemäß Unterabsatz 1 erforderlichen Ebene anwenden (mit Ebene 1 als Minimum), wenn es der zuständigen Behörde nachweist, dass die gemäß Unterabsatz 1 erforderliche Ebene technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt oder dass eine vereinfachte Unsicherheitsbewertung ergibt, dass sich die Bestimmung, ob der Brennstoff zur Verbrennung in unter Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG fallenden Sektoren verwendet wird, nach den für die niedrigeren Ebenen festgelegten Methoden genauer vornehmen lässt.

Wendet das beaufsichtigte Unternehmen für einen Brennstoffstrom mehr als eine der in Artikel 75l Absätze 2, 3 und 4 aufgeführten Methoden an, muss es den Nachweis, dass die Bedingungen dieses Absatzes erfüllt sind, nur in Bezug auf den Anteil der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmenge erbringen, für den die Methode der niedrigeren Ebene beantragt wird.

(2) Für De-minimis-Brennstoffströme muss das beaufsichtigte Unternehmen nicht nachweisen, dass die Bedingungen von Absatz 1 erfüllt sind, es sei denn, eine festgelegte Ebene ist ohne zusätzlichen Aufwand erreichbar.

Unterabschnitt 2 In den steuerrechtlich freien Verkehr überführte Brennstoffmengen

Artikel 75j Bestimmung der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen

(1) Das beaufsichtigte Unternehmen bestimmt die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen für einen Brennstoffstrom nach einem der nachstehenden Verfahren:

- a) soweit es sich bei den beaufsichtigten Unternehmen und den Brennstoffströmen um Unternehmen mit Berichtspflichten bzw. Energieerzeugnisse handelt, die sich aus nationalen Vorschriften zur Umsetzung der Richtlinien 2003/96/EG und (EU) 2020/262 ergeben bzw. diesen unterliegen: nach in den Rechtsakten für diese Zwecke vorgesehenen Messmethoden, sofern diese Methoden nationaler messtechnischer Kontrolle unterliegen;
- b) durch Aggregierung der Mengenummessungen an der Stelle, an der die Brennstoffströme in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt werden;
- c) durch kontinuierliche Messung an der Stelle, an der die Brennstoffströme in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt werden.

Die zuständigen Behörden können jedoch verlangen, dass die beaufsichtigten Unternehmen gegebenenfalls nur die in Unterabsatz 1 Buchstabe a genannte Methode anwenden.

(2) Sollte die Bestimmung der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen für das gesamte Kalenderjahr technisch nicht machbar sein bzw. unverhältnismäßige Kosten verursachen, so kann das beaufsichtigte Unternehmen - vorbehaltlich der Genehmigung der zuständigen Behörde - zur Abgrenzung eines Überprüfungsjahrs vom Folgejahr den nächstgeeigneten Tag wählen und eine entsprechende Abstimmung für das erforderliche Kalenderjahr vornehmen. Die Abweichungen für einen oder mehrere Brennstoffströme werden im Monitoringkonzept genau festgehalten, bilden die Grundlage für einen für das Kalenderjahr repräsentativen Wert und sind auch im Folgejahr konsequent heranzuziehen. Die Kommission kann einschlägige Leitlinien erlassen.

Bei der Bestimmung der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen gemäß Absatz 1 Buchstaben b und c dieses Artikels finden die Artikel 28 und 29 Anwendung, abgesehen von Artikel 28 Absatz 2 Unterabsatz 2 Satz 2 und

Unterabsatz 3. Dabei sind Bezugnahmen auf Betreiber oder Anlagen als Bezugnahme auf das beaufsichtigte Unternehmen zu verstehen.

Das beaufsichtigte Unternehmen kann die Unsicherheitsbewertung vereinfachen, indem es davon ausgeht, dass die für das Messgerät angegebene Fehlergrenze nach Maßgabe der Ebenendefinitionen in Anhang IIa als die Unsicherheit für den gesamten Berichtszeitraum angesehen werden kann.

(3) Abweichend von Artikel 75h kann das beaufsichtigte Unternehmen, soweit es die in Absatz 1 Buchstabe a des vorliegenden Artikels genannte Methode verwendet, die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen ohne Anwendung von Ebenen bestimmen. Die zuständigen Behörden erstatten der Kommission bis zum 30. Juni 2026 Bericht über die praktische Anwendung und die Grade an Unsicherheit der unter diesem Buchstaben genannten Methode.

Unterabschnitt 3 Berechnungsfaktoren

Artikel 75k Bestimmung von Berechnungsfaktoren

(1) Die Artikel 30, Artikel 31 Absätze 1, 2 und 3 sowie Artikel 32, 33, 34 und 35 finden Anwendung. Zu diesem Zwecke gilt Folgendes:

- a) Bezugnahmen auf Anlagenbetreiber sind als Bezugnahme auf das beaufsichtigte Unternehmen zu verstehen;
- b) Bezugnahmen auf Tätigkeitsdaten sind als Bezugnahme auf die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen zu verstehen;
- c) Bezugnahme auf Brennstoffe oder Materialien sind als Bezugnahme auf Brennstoff im Sinne von Artikel 3 Buchstabe a der Richtlinie 2003/87/EG zu verstehen;
- d) Bezugnahmen auf Anhang II sind als Bezugnahme auf Anhang IIa zu verstehen.

(2) Die zuständige Behörde kann das beaufsichtigte Unternehmen dazu anhalten, den Einheitenumrechnungsfaktor und den Emissionsfaktor von Brennstoff im Sinne von Artikel 3 Buchstabe a der Richtlinie 2003/87/EG unter Verwendung der für kommerzielle Standardbrennstoffe erforderlichen Ebenen zu bestimmen, sofern einer der folgenden Parameter auf nationaler oder regionaler Ebene ein 95%iges Konfidenzintervall aufweist

- a) von weniger als 2 % im Falle des unteren Heizwerts;

- b) von weniger als 2 % im Falle des Emissionsfaktors, soweit die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen als Energiegehalt ausgedrückt werden.

Vor Anwendung dieser Ausnahmeregelung legt die zuständige Behörde der Kommission eine Zusammenfassung der Methodik und Datenquellen, die dazu verwendet wurden, zu bestimmen, ob in den letzten drei Jahren eine dieser Bedingungen erfüllt war, und sicherzustellen, dass die verwendeten Werte mit den von den Anlagenbetreibern auf der entsprechenden nationalen oder regionalen Ebene verwendeten Durchschnittswerten in Einklang stehen, zur Genehmigung vor. Die zuständige Behörde kann solche Nachweise erheben oder anfordern. Sie muss die verwendeten Werte mindestens alle drei Jahre überprüfen und die Kommission von erheblichen Veränderungen in Kenntnis setzen; dabei berücksichtigt sie den Durchschnitt der von den Anlagenbetreibern auf der entsprechenden nationalen oder regionalen Ebene verwendeten Werte.

Die Kommission kann die Relevanz dieser Bestimmung und der in diesem Absatz festgelegten Bedingungen vor dem Hintergrund der Entwicklungen im Brennstoffmarkt und der europäischen Normungsverfahren regelmäßig überprüfen.

Artikel 75I Bestimmung des Anteilsfaktors

(1) Werden in den steuerrechtlich freien Verkehr überführte Brennstoffmengen eines Brennstoffstroms nur in den unter Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG fallenden Sektoren zur Verbrennung verwendet, so wird der Anteilsfaktor auf 1 gesetzt.

Werden in den steuerrechtlich freien Verkehr überführte Brennstoffmengen eines Brennstoffstroms nur in den unter die Kapitel II und III der Richtlinie 2003/87/EG fallenden Sektoren zur Verbrennung verwendet, so wird der Anteilsfaktor - außer für die gemäß Artikel 27a jener Richtlinie ausgenommenen Anlagen - auf null gesetzt, sofern das beaufsichtigte Unternehmen nachweist, dass eine Doppelzählung im Sinne von Artikel 30f Absatz 5 der Richtlinie 2003/87/EG vermieden wurde.

Das beaufsichtigte Unternehmen bestimmt für jeden Brennstoffstrom einen Anteilsfaktor, und zwar, je nach der anwendbaren Ebene, durch Anwendung entweder der in Absatz 2 genannten Methoden oder eines Standardwerts gemäß Absatz 3.

(2) Das beaufsichtigte Unternehmen bestimmt den Anteilsfaktor im Einklang mit den Anforderungen der anwendbaren Ebene, so wie diese in Anhang IIa zu dieser Verordnung angegeben sind, mittels einer oder mehrerer der folgenden Methoden:

- a) Methoden, die auf der Unterscheidung von Brennstoffströmen nach physischen Aspekten beruhen, einschließlich Methoden, die auf der Unterscheidung nach geografischen Regionen oder auf der Verwendung getrennter Messgeräte beruhen;
- b) Methoden, die auf chemischen Merkmalen der Brennstoffe beruhen, nach denen beaufsichtigte Unternehmen nachweisen können, dass der betreffende Brennstoff aus rechtlichen, technischen oder wirtschaftlichen Gründen nur in bestimmten Sektoren zur Verbrennung verwendet werden kann;
- c) Verwendung einer steuerlichen Kennzeichnung gemäß der Richtlinie 95/60/EG des Rates²³;
- d) Verwendung des geprüften jährlichen Emissionsberichts gemäß Artikel 68 Absatz 1;
- e) Kette rückverfolgbarer vertraglicher Vereinbarungen und Rechnungen („Produktkette“), welche die gesamte Lieferkette vom beaufsichtigten Unternehmen bis zu den Verbrauchern (einschließlich Endverbrauchern) umfasst;
- f) Verwendung nationaler Kennzeichnungsstoffe oder Farben (Farbstoffe) für Brennstoffe nach Maßgabe nationaler Vorschriften;
- g) indirekte Methoden, nach denen es möglich ist, die Endverwendungen der Brennstoffe zu dem Zeitpunkt, zu dem diese in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt werden, genau zu unterscheiden, zum Beispiel anhand von sektorspezifischen Verbrauchsprofilen, typischen Kapazitätsspannen des Brennstoffverbrauchs von Verbrauchern sowie Druckwerten, etwa denen von gasförmigen Brennstoffen; vorausgesetzt, die Verwendung der Methode wurde von der zuständigen Behörde genehmigt. Die Kommission kann Leitlinien über anwendbare indirekte Methoden vorlegen.

(3) Sollte die Anwendung der in Absatz 2 aufgeführten Methoden nach den vorgeschriebenen Ebenen technisch nicht machbar sein bzw. zu unverhältnismäßigen Kosten führen, kann das beaufsichtigte Unternehmen den Standardwert 1 verwenden.

(4) Abweichend von Absatz 3 kann das beaufsichtigte Unternehmen einen Stan-

²³ Richtlinie 95/60/EG des Rates vom 27. November 1995 über die steuerliche Kennzeichnung von Gasöl und Kerosin (ABl. L 291 vom 6.12.1995, S. 46).

Standardwert von weniger als 1 anwenden, sofern:

- a) das beaufsichtigte Unternehmen, was die Berichterstattung über die Emissionen in den Berichtsjahren 2024 bis 2026 angeht, der zuständigen Behörde nachweist, dass die Verwendung von Standardwerten unter 1 zu einer genaueren Emissionsbestimmung führt, oder
- b) das beaufsichtigte Unternehmen, was die Berichterstattung über die Emissionen in den Berichtsjahren ab dem 1. Januar 2027 angeht, der zuständigen Behörde nachweist, dass die Verwendung von Standardwerten unter 1 zu einer genaueren Emissionsbestimmung führt und dass mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:
 - i) Der Brennstoffstrom ist ein De-minimis-Brennstoffstrom;
 - ii) der Standardwert für den Brennstoffstrom ist für Brennstoffverwendungen in unter Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG fallenden Sektoren mindestens 0,95 und für Brennstoffverwendungen in nicht unter jenen Anhang fallenden Sektoren höchstens 0,05.

(5) Wendet das beaufsichtigte Unternehmen für einen Brennstoffstrom mehr als eine der in den Absätzen 2, 3 und 4 aufgeführten Methoden an, bestimmt es den Anteilfaktor als den gewichteten Durchschnitt der verschiedenen Anteilfaktoren, die sich aus der Anwendung der einzelnen Methoden ergeben. Für jede verwendete Methode übermittelt das beaufsichtigte Unternehmen im verfügbaren Detaillierungsgrad Angaben zur Art der Methode, den dazugehörigen Anteilfaktor, die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführte Brennstoffmenge und den Code des von den zuständigen Stellen der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen angenommenen „Common Reporting Format“ für nationale Treibhausgasinventare (CRF-Code).

(6) Abweichend von Absatz 1 dieses Artikels und Artikel 75i kann ein Mitgliedstaat beaufsichtigten Unternehmen vorschreiben, für eine bestimmte Brennstoffart oder in einer bestimmten Region seines Hoheitsgebiets eine bestimmte in Absatz 2 dieses Artikels aufgeführte Methodik oder einen Standardwert zu verwenden. Die Verwendung von Standardwerten auf nationaler Ebene bedarf der Genehmigung durch die Kommission.

Bei der Genehmigung des Standardwerts gemäß Unterabsatz 1 berücksichtigt die Kommission ein angemessenes Maß an Harmonisierung der von den Mitgliedstaaten verwendeten Methodiken sowie ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Genauigkeit,

Verwaltungseffizienz und den Kostenfolgen für die Verbraucher sowie die mögliche Gefahr der Umgehung von Verpflichtungen, die sich aus Kapitel IVa der Richtlinie 2003/87/EG ergeben.

Standardwerte, die gemäß diesem Absatz für den nationalen Brennstoffstrom verwendet werden, dürfen für Brennstoffverwendungen in unter Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG fallenden Sektoren nicht kleiner als 0,95 und für Brennstoffverwendungen in nicht unter jenen Anhang fallenden Sektoren nicht höher als 0,05 sein.

(7) Das beaufsichtigte Unternehmen muss die angewandten Methoden oder Standardwerte im Monitoringkonzept angeben.

Unterabschnitt 4 Behandlung von Biomasse, synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen, RFNBOs und RCFs

Artikel 75m Überführung von Brennstoffströmen, die Biomasse, synthetische kohlenstoffarme Brennstoffe, RFNBOs und RCFs enthalten, in den steuerrechtlich freien Verkehr

(1) Artikel 38, Artikel 39 Absätze 1, 3 und 4 sowie Artikel 39a finden Anwendung. Zu diesem Zweck gilt Folgendes:

- a) Bezugnahmen auf Anlagenbetreiber sind als Bezugnahme auf das beaufsichtigte Unternehmen zu verstehen;
- b) Bezugnahmen auf Tätigkeitsdaten sind als Bezugnahme auf die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen zu verstehen;
- c) Bezugnahmen auf Stoffströme sind als Bezugnahme auf Brennstoffströme zu verstehen;
- d) Bezugnahmen auf Anhang II sind als Bezugnahme auf Anhang IIa zu verstehen;
- e) Bezugnahmen auf Artikel 39 Absatz 2 sind als Bezugnahme auf Absatz 3 des vorliegenden Artikels zu verstehen.

(2) Soweit Artikel 38 Absatz 5 Anwendung findet, sind die Schwellenwert-Ausnahmeregelungen gemäß Artikel 29 Absatz 1 Unterabsatz 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zu berücksichtigen, sofern das beaufsichtigte Unternehmen der zuständigen Behörde die einschlägigen Nachweise erbringen kann. Die Kommission kann Leitlinien über die weitere Anwendung dieser Schwellenwert-Ausnahmeregelungen vorlegen.

(3) Wenn das beaufsichtigte Unternehmen vorbehaltlich der vorgeschriebenen Ebene Analysen zur Bestimmung des Kohlenstoffanteil mit Emissionsfaktor null durchführen muss, so geschieht dies auf der Grundlage einer einschlägigen Norm und der entsprechenden Analyseverfahren, sofern die Anwendung dieser Norm und Analyseverfahren von der zuständigen Behörde genehmigt sind.

Wenn das beaufsichtigte Unternehmen vorbehaltlich der vorgeschriebenen Ebene Analysen zur Bestimmung des Biomasseanteils durchführen muss, die Anwendung von Unterabsatz 1 jedoch technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde, so legt das beaufsichtigte Unternehmen der zuständigen Behörde eine alternative Schätzmethode zur Bestimmung des Biomasseanteils zur Genehmigung vor.

Abschnitt 3 Sonstige Bestimmungen

Artikel 75n Beaufsichtigte Unternehmen mit geringen Emissionen

(1) Die zuständige Behörde kann ein beaufsichtigtes Unternehmen als beaufsichtigtes Unternehmen mit geringen Emissionen ansehen, wenn mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:

- a) im Zeitraum 2027 bis 2030: Die geprüften durchschnittlichen Jahresemissionen in den dem Berichtszeitraum vorangegangenen zwei Jahren vor der Anwendung des Anteilsfaktors — ohne CO₂ aus Kraftstoffen mit Emissionsfaktor null — betragen weniger als 1 000 Tonnen CO₂ pro Jahr;
- b) ab 2031: Die durchschnittlichen Jahresemissionen des beaufsichtigten Unternehmens, die in den geprüften Emissionsberichten des dem laufenden Handelszeitraum unmittelbar vorangegangenen Handelszeitraums gemeldet wurden, — berechnet vor der Anwendung des Anteilsfaktors und ohne CO₂ aus Brennstoffen mit Emissionsfaktor null — betragen weniger als 1 000 Tonnen CO₂ pro Jahr;
- c) soweit die durchschnittlichen Jahresemissionen nach Buchstabe a nicht vorliegen oder für die Zwecke von Buchstabe a nicht mehr repräsentativ sind: wenn die Jahresemissionen des beaufsichtigten Unternehmens — berechnet vor der Anwendung des Anteilsfaktors und ohne CO₂ aus Brennstoffen mit Emissionsfaktor null — in den kommenden fünf Jahren nach einer konserva-

tiven Schätzmethode weniger als 1 000 Tonnen CO₂(Äq) pro Jahr betragen werden.

(1a) Abweichend von Absatz 1 kann die zuständige Behörde ein beaufsichtigtes Unternehmen vor 2027 als beaufsichtigtes Unternehmen mit geringen Emissionen auf der Grundlage der Emissionen nach Anwendung des Anteilsfaktors — ohne CO₂ aus Brennstoffen mit Emissionsfaktor null — betrachten, wenn das beaufsichtigte Unternehmen der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass der für die Einstufung angewandte Anteilfaktor in den kommenden Jahren weiterhin repräsentativ sein wird.

(2) Das beaufsichtigte Unternehmen mit geringen Emissionen ist nicht verpflichtet, die in Artikel 12 Absatz 1 Unterabsatz 3 genannten Belege zu übermitteln.

(3) Abweichend von Artikel 75j kann das beaufsichtigte Unternehmen mit geringen Emissionen die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführte Brennstoffmenge anhand von verfügbaren und dokumentierten Rechnungsunterlagen und geschätzten Bestandsveränderungen bestimmen.

(4) Abweichend von Artikel 75h kann das beaufsichtigte Unternehmen mit geringen Emissionen zur Bestimmung der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen und der Berechnungsfaktoren für alle Brennstoffströme als Minimum Ebene 1 anwenden, es sei denn, das beaufsichtigte Unternehmen kann ohne zusätzlichen Aufwand eine höhere Genauigkeit erreichen.

(5) Zur Bestimmung von Berechnungsfaktoren anhand von Analysen gemäß Artikel 32 kann das beaufsichtigte Unternehmen mit geringen Emissionen jedes Labor in Anspruch nehmen, das fachlich kompetent und in der Lage ist, mit geeigneten Analyseverfahren technisch stichhaltige Ergebnisse zu erzielen, und die Anwendung von Maßnahmen zur Qualitätssicherung gemäß Artikel 34 Absatz 3 nachweist.

(6) Überschreitet ein der vereinfachten Überwachung unterliegendes beaufsichtigtes Unternehmen mit geringen Emissionen in einem Kalenderjahr den Schwellenwert gemäß Absatz 2, so setzt das beaufsichtigte Unternehmen die zuständige Behörde hierüber unverzüglich in Kenntnis.

Das beaufsichtigte Unternehmen legt der zuständigen Behörde unverzüglich eine erhebliche Änderung des Monitoringkonzepts im Sinne von Artikel 15 Absatz 3 Buchstabe b zur Genehmigung vor.

Die zuständige Behörde gestattet dem beaufsichtigten Unternehmen jedoch weiterhin eine vereinfachte Überwachung, wenn dieses ihr nachweist, dass der Schwellenwert gemäß Absatz 2 nicht bereits in den vorangegangenen fünf Berichtszeiträu-

men überschritten wurde und ab dem nachfolgenden Berichtszeitraum nicht wieder überschritten wird.

Artikel 75o Datenverwaltung und -Kontrolle

Die Bestimmungen des Kapitels V finden Anwendung. Diesbezüglich sind Bezugnahmen auf den bzw. auf einen Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber als Bezugnahme auf das beaufsichtigte Unternehmen zu verstehen.

Artikel 75p Jahresemissionsberichte

(1) Ab 2026 übermittelt das beaufsichtigte Unternehmen der zuständigen Behörde alljährlich bis zum 30. April einen Emissionsbericht, der die Jahresemissionen des Berichtszeitraums umfasst und nach Maßgabe der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 geprüft wurde.

Im Jahr 2025 übermittelt das beaufsichtigte Unternehmen der zuständigen Behörde bis zum 30. April einen Emissionsbericht, der die Jahresemissionen im Jahr 2024 umfasst. Die zuständigen Behörden stellen sicher, dass die in dem Bericht gemachten Angaben den Anforderungen dieser Verordnung genügen.

Die zuständigen Behörden können beaufsichtigte Unternehmen jedoch auffordern, die in diesem Absatz genannten jährlichen Emissionsberichte vor dem 30. April, frühestens jedoch einen Monat nach Ablauf der in Artikel 68 Absatz 1 genannten Frist, zu übermitteln.

(2) Die jährlichen Emissionsberichte im Sinne von Absatz 1 enthalten mindestens die Informationen gemäß Anhang X.

Artikel 75q Berichterstattung über Verbesserungen der Überwachungsmethodik

(1) Jedes beaufsichtigte Unternehmen prüft regelmäßig, ob die angewendete Überwachungsmethodik verbessert werden kann.

Beaufsichtigte Unternehmen legen der zuständigen Behörde einen Bericht zur Genehmigung vor, der die Angaben gemäß Absatz 2 bzw. Absatz 3 enthält und innerhalb folgender Fristen übermittelt wird:

- a) für ein Unternehmen der Kategorie A: alle fünf Jahre bis 31. Juli;
- b) für ein Unternehmen der Kategorie B: alle drei Jahre bis 31. Juli;

- c) für ein beaufsichtigtes Unternehmen, das den in Artikel 75I Absätze 3 und 4 genannten Standard-Anteilsfaktor verwendet: bis zum 31. Juli 2026.

Die zuständige Behörde kann jedoch ein anderes Datum für die Übermittlung des Berichts festsetzen, das aber nicht nach dem 30. September desselben Jahres liegen darf, und sie kann zusammen mit dem Monitoringkonzept oder dem Verbesserungsbericht eine Verlängerung der in Unterabsatz 2 vorgesehenen Frist genehmigen, sofern das beaufsichtigte Unternehmen der zuständigen Behörde bei Vorlage eines Monitoringkonzepts gemäß Artikel 75b, bei Übermittlung von Aktualisierungen gemäß dem genannten Artikel oder bei Vorlage eines Verbesserungsberichts gemäß dem vorliegenden Artikel nachweist, dass die Gründe, aus denen die Kosten unverhältnismäßig sind oder die Verbesserungsmaßnahmen technisch nicht machbar wären, noch längere Zeit gegeben sein werden. Bei der Verlängerung ist die Anzahl der Jahre zu berücksichtigen, für die das beaufsichtigte Unternehmen den Nachweis erbringt. Die Zeitspanne zwischen den Verbesserungsberichten darf insgesamt für ein beaufsichtigtes Unternehmen der Kategorie B vier Jahre bzw. für ein beaufsichtigtes Unternehmen der Kategorie A fünf Jahre nicht überschreiten.

(2) Wendet das beaufsichtigte Unternehmen für emissionsstarke Brennstoffströme nicht mindestens die Ebenen an, die gemäß Artikel 75h Absatz 1 Unterabsatz 1 und gemäß Artikel 75i Absatz 1 vorgeschrieben sind, so muss es begründen, weshalb die Anwendung der vorgeschriebenen Ebenen technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde.

Stellt sich jedoch heraus, dass Maßnahmen, die zum Erreichen dieser Ebenen erforderlich sind, technisch machbar geworden sind und zu keinen unverhältnismäßigen Kosten mehr führen, so legt das beaufsichtigte Unternehmen entsprechende Änderungen des Monitoringkonzepts gemäß Artikel 75b vor und übermittelt Vorschläge zur Durchführung der betreffenden Maßnahmen einschließlich eines Zeitplans.

(3) Wendet das beaufsichtigte Unternehmen einen Standard-Anteilsfaktor gemäß Artikel 75I Absätze 3 und 4 an, so muss es begründen, warum die Anwendung einer anderen der in Artikel 75I Absatz 2 genannten Methoden auf einen oder mehrere emissionsstarke oder De-minimis-Brennstoffströme technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde.

Stellt sich jedoch heraus, dass für die betreffenden Brennstoffströme die Anwendung einer anderen der in Artikel 75I Absatz 2 genannten Methoden technisch machbar geworden ist und nicht mehr zu unverhältnismäßigen Kosten führt, so legt das beauf-

sichtige Unternehmen der zuständigen Behörde entsprechende Änderungen des Monitoringkonzepts gemäß Artikel 75b vor und übermittelt Vorschläge zur Durchführung der betreffenden Maßnahmen einschließlich eines Zeitplans.

(4) Enthält der nach Maßgabe der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 erstellte Prüfbericht noch offene Nichtkonformitäten oder Empfehlungen für Verbesserungen gemäß den Artikeln 27, 29 und 30 jener Durchführungsverordnung, so übermittelt das beaufsichtigte Unternehmen der zuständigen Behörde bis 31. Juli des Jahres, in dem die Prüfstelle den Prüfbericht erstellt, einen Bericht zur Genehmigung. Im Bericht wird beschrieben, wie und wann das beaufsichtigte Unternehmen die von der Prüfstelle festgestellten Nichtkonformitäten behoben hat oder zu beheben beabsichtigt und die empfohlenen Verbesserungen vornehmen will.

Die zuständige Behörde kann ein anderes als das in diesem Absatz genannte Datum für die Übermittlung des Berichts festsetzen, das aber nicht nach dem 30. September desselben Jahres liegen darf. Dieser Bericht kann gegebenenfalls mit dem Bericht gemäß Absatz 1 zusammengefasst werden.

Würden die empfohlenen Verbesserungen nicht zu einer Verbesserung der Überwachungsmethodik führen, so legt das beaufsichtigte Unternehmen eine entsprechende Begründung vor. Würden die empfohlenen Verbesserungen zu unverhältnismäßigen Kosten führen, so weist das beaufsichtigte Unternehmen dies nach.

(5) Absatz 4 findet keine Anwendung, wenn das beaufsichtigte Unternehmen bereits vor dem gemäß Absatz 4 festgelegten Datum alle Nichtkonformitäten ausgeräumt, Verbesserungsempfehlungen befolgt und die damit zusammenhängenden Änderungen des Monitoringkonzepts der zuständigen Behörde zur Genehmigung gemäß Artikel 75b vorgelegt hat.

Artikel 75r Bestimmung von Emissionen durch die zuständige Behörde

(1) In jedem der folgenden Fälle nimmt die zuständige Behörde eine konservative Schätzung der Emissionen eines beaufsichtigten Unternehmens vor, welche die Kostenfolgen für die Verbraucher berücksichtigt:

- a) Das beaufsichtigte Unternehmen hat innerhalb der in Artikel 75p vorgegebenen Frist keinen geprüften jährlichen Emissionsbericht übermittelt;
- b) der geprüfte jährliche Emissionsbericht gemäß Artikel 75p steht nicht im Einklang mit dieser Verordnung;

- c) der jährliche Emissionsbericht eines beaufsichtigten Unternehmens wurde nicht nach Maßgabe der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 geprüft.
- (2) Werden in dem gemäß der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 erstellten Prüfbericht der Prüfstelle Falschangaben nicht wesentlicher Art festgestellt, die vom beaufsichtigten Unternehmen vor Ausstellung des Prüfberichts nicht berichtet wurden, so bewertet die zuständige Behörde diese Falschangaben und nimmt gegebenenfalls eine konservative Schätzung der Emissionen des beaufsichtigten Unternehmens vor, wobei sie die Kostenfolgen für die Verbraucher berücksichtigt. Die zuständige Behörde teilt dem beaufsichtigten Unternehmen mit, ob und - wenn ja - welche Berichtigungen am jährlichen Emissionsbericht vorgenommen werden müssen. Das beaufsichtigte Unternehmen stellt diese Informationen der Prüfstelle zur Verfügung.
- (3) Die Mitgliedstaaten sehen einen effizienten Informationsaustausch zwischen den für die Genehmigung der Monitoringkonzepte und den für die Annahme der jährlichen Emissionsberichte zuständigen Behörden vor.

Artikel 75s Zugang zu Informationen und Rundung von Daten

Artikel 71 und Artikel 72 Absätze 1 und 2 finden Anwendung. Diesbezüglich sind Bezugnahmen auf Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber als Bezugnahme auf beaufsichtigte Unternehmen zu verstehen.

Artikel 75t Gewährleistung der Kohärenz mit anderen Berichterstattungen

Für die Zwecke der Berichterstattung über Emissionen der in Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG genannten Tätigkeiten gilt:

- a) die Sektoren, in denen die Brennstoffe im Sinne von Artikel 3 Buchstabe af der Richtlinie 2003/87/EG in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt und verbrannt werden, sind unter Verwendung der CRF-Codes zu kennzeichnen;
- b) die Brennstoffe im Sinne von Artikel 3 Buchstabe af der Richtlinie 2003/87/EG sind (soweit relevant) gemäß den nationalen Rechtsvorschriften zur Umsetzung der Richtlinien 2003/96/EG und 2009/30/EG unter Verwendung der KN-Codes zu kennzeichnen;
- c) zur Sicherstellung der Kohärenz mit der Meldung für Steuerzwecke gemäß den nationalen Rechtsvorschriften zur Umsetzung der Richtlinien 2003/96/EG und (EU) 2020/262 verwendet das beaufsichtigte Unternehmen bei der Angabe seiner Kontaktangaben im Monitoringkonzept und im Emissi-

onsbericht gegebenenfalls die Registrierungs- und Identifizierungsnummer für Wirtschaftsbeteiligte gemäß der Verordnung (EU) Nr. 952/2013²⁴), die Verbrauchsteuernummer gemäß der Verordnung (EU) Nr. 389/2012²⁵ oder die von der zuständigen Behörde gemäß den nationalen Rechtsvorschriften zur Umsetzung der Richtlinie 2003/96/EG erteilte nationale Verbrauchsteuer-Registrierungs- und Identifizierungsnummer.

Artikel 75u Anforderungen an die Informationstechnologie

Die Bestimmungen des Kapitels VII finden Anwendung. Diesbezüglich sind Bezugnahmen auf Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber als Bezugnahme auf das beaufsichtigte Unternehmen zu verstehen.

Kapitel VIIIb Horizontale Bestimmungen im Zusammenhang mit der Überwachung der Emissionen von beaufsichtigten Unternehmen

Artikel 75v Vermeidung von Doppelzählungen durch Überwachung und Berichterstattung

(1) Die Mitgliedstaaten erleichtern einen effizienten Informationsaustausch, der es den beaufsichtigten Unternehmen ermöglicht, die Endverwendung der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffe zu bestimmen.

(2) Jeder Betreiber muss zusammen mit seinem geprüften jährlichen Emissionsbericht gemäß Artikel 68 Absatz 1 die Angaben gemäß Anhang Xa übermitteln. Die Mitgliedstaaten können vorschreiben, dass die Betreiber die in Anhang Xa aufgeführten relevanten Angaben dem betreffenden beaufsichtigten Unternehmen vor dem 31. März des Berichtsjahrs zur Verfügung stellen.

(3) Jedes beaufsichtigte Unternehmen übermittelt zusammen mit seinem geprüften Emissionsbericht gemäß Artikel 75p Absatz 1 die in Anhang Xb aufgeführten Angaben über die Verbraucher der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffe.

²⁴ Verordnung (EU) Nr. 952/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. Oktober 2013 zur Festlegung des Zollkodex der Union (ABl. L 269 vom 10.10.2013, S. 1).

²⁵ Verordnung (EU) Nr. 389/2012 des Rates vom 2. Mai 2012 über die Zusammenarbeit der Verwaltungsbehörden auf dem Gebiet der Verbrauchsteuern und zur Aufhebung von Verordnung (EG) Nr. 2073/2004 (ABl. L 121 vom 8.5.2012, S. 1).

(4) Jedes beaufsichtigte Unternehmen, das Brennstoff zur Verbrennung in Sektoren, die unter Kapitel III der Richtlinie 2003/87/EG fallen, in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt, bestimmt in dem Bericht gemäß Artikel 75p Absatz 1 dieser Verordnung seine Emissionen unter Verwendung der vom Betreiber gemäß Anhang Xa der vorliegenden Verordnung übermittelten Angaben und unter Abzug der in dem Bericht genannten relevanten Brennstoffmengen. Die erworbenen, aber nicht im selben Jahr verwendeten Brennstoffmengen dürfen nur abgezogen werden, wenn im geprüften Emissionsbericht des Betreibers für das auf das Berichtsjahr folgende Jahr bestätigt wird, dass diese für in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführte Tätigkeiten verwendet wurden. Andernfalls ist der Differenz in den geprüften Emissionsberichten des beaufsichtigten Unternehmens für das betreffende Jahr Rechnung zu tragen.

(5) Werden die verwendeten Brennstoffmengen in dem auf das Berichtsjahr folgenden Jahr abgezogen, erfolgt der Abzug in Form absoluter Emissionsreduktionen, abgeleitet aus der Multiplikation der vom Betreiber verbrauchten Brennstoffmenge mit dem entsprechenden Emissionsfaktor im Monitoringkonzept des beaufsichtigten Unternehmens.

(6) Kann das beaufsichtigte Unternehmen nicht nachweisen, dass die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffe für die Verbrennung in Sektoren, die unter Kapitel III der Richtlinie 2003/87/EG fallen, verwendet werden, finden die Absätze 4 und 5 keine Anwendung.

(7) Die Mitgliedstaaten können vorschreiben, dass die Betreiber betreffenden Bestimmungen dieses Artikels auch von Luftfahrzeugbetreibern angewandt werden.

Artikel 75w Betrugsprävention und Pflicht zur Zusammenarbeit

(1) Zur Sicherstellung der genauen Emissionsüberwachung und -berichterstattung hinsichtlich der unter Kapitel IVa der Richtlinie 2003/87/EG fallenden Emissionen müssen die Mitgliedstaaten Betrugsbekämpfungsmaßnahmen vorsehen und im Betrugsfall zu verhängende Sanktionen festlegen, die verhältnismäßig sind und eine hinreichend abschreckende Wirkung haben.

(2) Zusätzlich zu den in Artikel 10 festgelegten Pflichten haben die gemäß Artikel 18 der Richtlinie 2003/87/EG benannten zuständigen Behörden die Pflicht zur Zusammenarbeit und zum Informationsaustausch mit anderen zuständigen Behörden, die gemäß den nationalen Rechtsvorschriften zur Umsetzung der Richtlinien 2003/96/EG

bzw. (EU) 2020/262 mit der Aufsicht für die Zwecke dieser Verordnung betraut sind (was auch die Aufdeckung von Verstößen und die Verhängung von Sanktionen im Sinne von Absatz 1 oder anderen Korrekturmaßnahmen im Sinne von Artikel 16 der Richtlinie 2003/87/EG einschließt).

Kapitel VIII Schlussbestimmungen

Artikel 76 Änderungsvorschrift

Artikel 77 Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 601/2012

(1) Die Verordnung (EU) Nr. 601/2012 wird mit Wirkung vom 1. Januar 2021 aufgehoben.

Bezugnahmen auf die aufgehobene Verordnung gelten als Bezugnahmen auf die vorliegende Verordnung und sind gemäß der Entsprechungstabelle in Anhang XI zu lesen.

(2) Die Bestimmungen der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 gelten weiterhin für die Überwachung von, Berichterstattung über und Prüfung von vor dem 1. Januar 2021 auftretenden Emissionen und gegebenenfalls anfallenden Tätigkeitsdaten.

Artikel 78 Inkrafttreten und Anwendung

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

Sie gilt ab dem 1. Januar 2021.

Artikel 76 gilt jedoch ab dem 1. Januar 2019 oder ab dem Tag des Inkrafttretens dieser Verordnung, je nachdem, welcher Zeitpunkt der spätere ist.

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

Anhang I Mindestinhalt des Monitoringkonzepts (Artikel 12 Absatz 1)

1. Mindestinhalt des Monitoringkonzepts für Anlagen

Das Monitoringkonzept für eine Anlage muss mindestens die folgenden Angaben enthalten:

1. Allgemeine Angaben zur Anlage:

- a) Beschreibung der zu überwachenden Anlage und ihrer zu überwachenden Tätigkeiten, die die für jede in der Anlage durchgeführte Tätigkeit zu überwachenden Emissionsquellen und Stoffströme auflistet und die folgenden Kriterien erfüllt:
 - i) Die Beschreibung muss ausreichen, um nachzuweisen, dass es keine Datenlücken gibt und Emissionen nicht doppelt erfasst werden,
 - ii) sie ist durch ein einfaches Diagramm der Emissionsquellen, der Stoffströme, der Probenahmestellen und der Messgeräte zu ergänzen, soweit die zuständige Behörde dies verlangt oder soweit ein derartiges Diagramm die Beschreibung der Anlage oder die Referenzierung von Emissionsquellen, Stoffströmen, Messgeräten und etwaigen anderen Teilen der Anlage, die für die Überwachungsmethodik, einschließlich Datenfluss- und Kontrollaktivitäten, von Belang sind, erleichtert;
- b) Beschreibung des Verfahrens für die Zuweisung von Überwachungs- und Berichterstattungszuständigkeiten innerhalb der Anlage und für die Verwaltung der Kompetenzen des zuständigen Personals;
- c) Beschreibung des Verfahrens für die regelmäßige Evaluierung der Angemessenheit des Monitoringkonzepts, die mindestens Folgendes abdeckt:
 - i) die Überprüfung der Liste der Emissionsquellen und Stoffströme, damit die Vollständigkeit dieser Quellen und Ströme gewährleistet und sichergestellt ist, dass alle relevanten Änderungen, die die Art und Funktionsweise der Anlage betreffen, im Monitoringkonzept berücksichtigt werden,
 - ii) für die auf die einzelnen Stoffströme und Emissionsquellen angewandten Ebenen: die Prüfung der Konformität mit den Unsicherheitsschwellenwerten für Tätigkeitsdaten und gegebenenfalls anderen Parametern,
 - iii) die Bewertung potenzieller Maßnahmen zur Verbesserung der angewandten Überwachungsmethodik;

- d) die Beschreibung der schriftlichen Verfahren für die Datenflussaktivitäten gemäß Artikel 58 mit Diagramm, soweit dies zu Erläuterungszwecken erforderlich ist;
 - e) die Beschreibung der schriftlichen Verfahren für die Kontrollaktivitäten gemäß Artikel 59;
 - f) gegebenenfalls Angaben über relevante Verknüpfungen mit Tätigkeiten, die im Rahmen des Gemeinschaftssystems für das Umweltmanagement und die Umweltbetriebsprüfung (EMAS) gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1221/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates²⁶, im Rahmen von unter die harmonisierte ISO-Norm 14001:2015 fallenden Systemen und im Rahmen von anderen Umweltmanagementsystemen durchgeführt werden, einschließlich Angaben über Verfahren und Kontrollen, die für die Überwachung von Treibhausgasemissionen und die diesbezügliche Berichterstattung relevant sind;
 - g) die Nummer der Fassung des Monitoringkonzepts und das Datum, ab dem diese Fassung des Monitoringkonzepts gilt;
 - h) die Kategorie der Anlage;
2. Eine ausführliche Beschreibung der auf Berechnung beruhenden Methodiken, soweit sie angewandt werden, bestehend aus
- a) einer ausführlichen Beschreibung der angewandten auf Berechnung beruhenden Methodik, einschließlich einer Liste der verwendeten Input-Daten und Berechnungsformeln, einer Liste der auf die Aktivitätsdaten angewandten Ebenen sowie allen relevanten Berechnungsfaktoren für jeden der zu überwachenden Stoffströme;
 - b) gegebenenfalls und soweit der Anlagenbetreiber bei emissionschwachen und De-minimis-Stoffströmen nach einem vereinfachten Verfahren vorzugehen beabsichtigt: einer Einteilung der Stoffströme in emissionsstarke, emissionschwache und De-minimis-Stoffströme;
 - c) einer Beschreibung der angewandten Messsysteme und ihres Messbereichs, der spezifizierten Unsicherheit und des genauen Standorts der

²⁶ ABI. L 342 vom 22.12.2009, S. 1.

- für die Überwachung der einzelnen Stoffströme einzusetzenden Messgeräte;
- d) gegebenenfalls den für Berechnungsfaktoren verwendeten Standardwerten mit Angabe - für jeden Stoffstrom - der Quelle des Faktors oder der relevanten Quelle, aus der der Standardfaktor periodisch bezogen wird;
 - e) gegebenenfalls einer Liste der für die Bestimmung aller relevanten Berechnungsfaktoren für die einzelnen Stoffströme anzuwendenden Analysemethoden und einer Beschreibung der schriftlichen Verfahren für diese Analysen;
 - f) gegebenenfalls einer Beschreibung des dem Probenahmeplan für die zu analysierenden Brennstoffe und Materialien zugrunde liegenden Verfahrens sowie des Verfahrens für die Überprüfung der Angemessenheit des Probenahmeplans;
 - g) gegebenenfalls einer Liste der mit der Durchführung der relevanten Analyseverfahren beauftragten Laboratorien und, sofern das Labor nicht gemäß Artikel 34 Absatz 1 akkreditiert ist, einer Beschreibung des für den Nachweis der Erfüllung gleichwertiger Anforderungen gemäß Artikel 34 Absätze 2 und 3 angewandten Verfahrens;
3. soweit eine Fall-Back-Überwachungsmethodik gemäß Artikel 22 angewandt wird: eine ausführliche Beschreibung der Überwachungsmethodik für Stoffströme oder Emissionsquellen, für die keine Ebenenmethodik angewendet wird, und eine Beschreibung des für die diesbezüglich durchzuführende Unsicherheitsanalyse angewandten schriftlichen Verfahrens;
4. eine ausführliche Beschreibung der auf Messung beruhenden Methodiken, sofern sie angewandt werden, bestehend aus
- a) einer Beschreibung der Messmethode einschließlich aller für die Messung maßgeblichen schriftlichen Verfahren sowie
 - i) etwaiger Berechnungsformeln für die Datenaggregation und zur Bestimmung der Jahresemissionen aus jeder Emissionsquelle,
 - ii) der Methode zur Feststellung, ob für die einzelnen Parameter gültige Stundendaten oder kürzere Bezugszeiträume berechnet wer-

- den können, sowie der Methode zur Bestimmung von Ersatzwerten für fehlende Daten gemäß Artikel 45;
- b) einer Liste aller relevanten Emissionspunkte bei Normbetrieb, bei eingeschränktem Betrieb und in Übergangsphasen, einschließlich Ausfallperioden oder Phasen der Inbetriebnahme, ergänzt durch ein Prozessdiagramm, soweit die zuständige Behörde dies verlangt;
 - c) soweit der Abgasstrom durch Berechnung bestimmt wird: einer Beschreibung des schriftlichen Verfahrens für diese Berechnung, und zwar für jede nach einer auf Messung beruhenden Methodik überwachte Emissionsquelle;
 - d) einer Liste aller relevanten Geräte mit Angabe der Häufigkeit der Messung, des Messbereichs und der Unsicherheit;
 - e) einer Liste der angewandten Normen und etwaiger Abweichungen von diesen Normen;
 - f) gegebenenfalls einer Beschreibung des schriftlichen Verfahrens für die flankierenden Berechnungen gemäß Artikel 46;
 - g) einer Beschreibung der Methode für die Bestimmung von CO₂ aus **Brennstoffen mit Emissionsfaktor null** und für dessen Abzug von den gemessenen CO₂-Emissionen, sowie gegebenenfalls einer Beschreibung des diesbezüglich angewandten schriftlichen Verfahrens;
 - h) gegebenenfalls und soweit der Anlagenbetreiber bei emissionsschwachen Stoffströmen nach einem vereinfachten Verfahren vorzugehen beabsichtigt: einer Einteilung der Stoffströme in emissionsstarke und emissionschwache;
5. ergänzend zu den Angaben gemäß Nummer 4: eine ausführliche Beschreibung der Überwachungsmethodik im Falle der Überwachung von N₂O-Emissionen, gegebenenfalls in Form einer Beschreibung der angewandten schriftlichen Verfahren, einschließlich einer Beschreibung
- a) der angewandten Methode und der angewandten Parameter zur Bestimmung der im Produktionsprozess verwendeten Materialmenge und der bei voller Auslastung verwendeten Materialhöchstmenge;

- b) der angewandten Methode und der angewandten Parameter zur Bestimmung der als Stunden-Output erzeugten Produktmenge, ausgedrückt als stündlich produzierte(s) Salpetersäure (100 %), Adipinsäure (100 %), Caprolactam, Glyoxal bzw. Glyoxylsäure;
 - c) der angewandten Methode und der angewandten 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, soweit die Konzentrationen aus dem Messbereich herausfallen, und zu den Situationen, in denen es dazu kommen kann;
 - d) der angewandten Berechnungsmethode zur Bestimmung der N₂O-Emissionen aus der Salpetersäure-, Adipinsäure-, Caprolactam-, Glyoxal- und Glyoxylsäureherstellung bei periodisch auftretenden, ungeminderten Quellen;
 - e) der Art und Weise oder des Umfangs, in der bzw. in dem die Anlage bei unterschiedlicher Fracht funktioniert, und der Art und Weise, in der das Betriebsmanagement erfolgt;
 - f) der Methode sowie etwaiger Berechnungsformeln zur Bestimmung der jährlichen N₂O-Emissionen und der entsprechenden CO₂-Äq-Werte für jede Emissionsquelle;
 - g) der Informationen zu den Prozessbedingungen, die von den üblichen Betriebsbedingungen abweichen, mit Angaben über die potenzielle Häufigkeit und Dauer derartiger Bedingungen und das Volumen der N₂O-Emissionen unter abweichenden Prozessbedingungen (z. B. bei Ausfall der Emissionsminderungsanlage);
6. eine ausführliche Beschreibung der Überwachungsmethodik im Falle der Überwachung von Perfluorkohlenwasserstoffen aus der Primäraluminiumproduktion, gegebenenfalls in Form einer Beschreibung der angewandten schriftlichen Verfahren, einschließlich
- a) gegebenenfalls der Messdaten zur Bestimmung der anlagenspezifischen Emissionsfaktoren SEF_{CF4} (Steigungskoeffizient) oder OVC (Überspannungskoeffizient) und F_{C2F6} (Gewichtungsfaktor) sowie eines Zeitplans für künftige Wiederholungsbestimmungen;

- b) gegebenenfalls des Protokolls für das Verfahren zur Bestimmung der anlagenspezifischen Emissionsfaktoren für CF₄ und C₂F₆, aus dem außerdem hervorgehen muss, dass die Messungen so lange vorgenommen wurden und werden, bis die Messwerte konvergieren, mindestens jedoch für 72 Stunden;
 - c) gegebenenfalls der Methodik, nach der in Anlagen für die Primäraluminiumproduktion die Abscheideleistung für diffuse Emissionen bestimmt wird;
 - d) einer Beschreibung des Zelltyps und des Anodentyps;
7. eine ausführliche Beschreibung der Überwachungsmethodik, soweit inhärentes CO₂ als Teil eines Stoffstroms gemäß Artikel 48, CO₂ gemäß Artikel 49 oder N₂O gemäß Artikel 50 weitergeleitet wird, gegebenenfalls in Form einer Beschreibung der angewandten schriftlichen Verfahren, einschließlich
- a) gegebenenfalls des Standorts der Temperatur- und Druckmessgeräte im **CO₂-Transportinfrastruktur**;
 - b) gegebenenfalls der Verfahren für die Verhinderung, Ermittlung und Quantifizierung von Leckagen aus **CO₂-Transportinfrastruktur**;
 - c) im Falle von **CO₂-Transportinfrastruktur**: der 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 Artikel 49 wirksam überwacht und verbucht wird;
 - d) der Angaben zur Identifizierung der annehmenden und der weiterleitenden Anlagen anhand der gemäß der Verordnung (EU) 2019/1122²⁷ anerkannten Anlagenkennung;
 - e) gegebenenfalls einer Beschreibung der Systeme für kontinuierliche Messung, die an den Stellen der CO₂- bzw. N₂O-Weiterleitung zwischen

²⁷ Delegierte Verordnung (EU) 2019/1122 der Kommission vom 12. März 2019 zur Ergänzung der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Funktionsweise des Unionsregisters (ABl. L 177 vom 2.7.2019, S. 3).

- CO₂ bzw. N₂O weiterleitenden Anlagen gemäß Artikel 48, 49 oder 50 eingesetzt werden;
- f) gegebenenfalls einer Beschreibung der zur Bestimmung des Anteils mit Emissionsfaktor null und des RFNBO- oder RCF-Anteils mit Emissionsfaktor null des inhärenten oder weitergeleiteten CO₂ gemäß Artikel 48, 49 oder 49a angewandten konservativen Schätzmethode;
 - g) gegebenenfalls der Methodiken für die Quantifizierung von Emissionen oder von Abgaben von CO₂ in die Wassersäule aus potenziellen Leckagen sowie der angewandten und möglicherweise angepassten Methodiken für die Quantifizierung der tatsächlichen Emissionen oder der Abgaben von CO₂ in die Wassersäule aus Leckagen gemäß Anhang IV Abschnitt 23.
8. eine ausführliche Beschreibung der Überwachungsmethodik im Falle von chemisch gebundenem CO₂ gemäß Artikel 49a in Form einer Beschreibung der angewandten schriftlichen Verfahren, einschließlich
- a) der Verfahren zur Feststellung, ob ein Produkt, in dem das CO₂ gemäß Artikel 49a Absatz 1 der vorliegenden Verordnung dauerhaft chemisch gebunden ist, den Anforderungen der delegierten Verordnung gemäß Artikel 12 Absatz 3b der Richtlinie 2003/87/EG entspricht, und die Arten der Verwendung dieser Produkte;
 - b) einer Beschreibung der Berechnungsmethode zur Bestimmung der dauerhaft chemisch gebundenen CO₂-Mengen gemäß Artikel 49a Absatz 2.
9. gegebenenfalls eine Beschreibung des Verfahrens zur Bewertung, ob die Stoffströme mit Emissionsfaktor null die Kriterien von Artikel 38 Absatz 5 oder Artikel 39a Absatz 3 oder Artikel 39a Absatz 4 erfüllen;
- 9a. gegebenenfalls eine Beschreibung des Verfahrens zur Bestimmung der Biogasmengen mit Emissionsfaktor null auf der Grundlage von Rechnungsunterlagen gemäß Artikel 39 Absatz 4 oder der RFNBO- oder RCF-Mengen mit Emissionsfaktor null gemäß Artikel 39a Absatz 5;
10. gegebenenfalls bis zum 31. Dezember 2026 eine Beschreibung des Verfahrens zur Übermittlung der Angaben gemäß Artikel 75v Absatz 2.

2. Mindestinhalt der Monitoringkonzepte für den Luftverkehr

1. Das Monitoringkonzept muss für alle Luftfahrzeugbetreiber die folgenden Angaben enthalten:

- a) Angaben zur Identifizierung des Luftfahrzeugbetreibers, Rufzeichen oder sonstige für die Luftverkehrskontrolle verwendete individuelle Kennung, Kontaktangaben des Luftfahrzeugbetreibers und eines Bevollmächtigten, Kontaktanschrift, Verwaltungsmitgliedstaat, zuständige Verwaltungsbehörde;
- b) eine erste Liste der Luftfahrzeugtypen in der Flotte, die zum Zeitpunkt der Vorlage des Monitoringkonzepts in Betrieb waren, und Zahl der Luftfahrzeuge je Typ, sowie eine vorläufige Liste weiterer Luftfahrzeugtypen, die voraussichtlich verwendet werden, einschließlich, soweit vorhanden, der geschätzten Zahl der Luftfahrzeuge je Typ sowie der jedem Luftfahrzeugtyp zugeordneten Stoffströme (Treibstoffarten);
- c) eine Beschreibung der Verfahren, Systeme und Zuständigkeiten für die Kontrolle der Vollständigkeit der Liste der Emissionsquellen im Überprüfungsjahr, damit sichergestellt werden kann, dass die Emissionen und die Nicht-CO₂-Effekte der eigenen und geleaster Luftfahrzeuge umfassend aktualisiert und gemeldet werden;
- d) eine Beschreibung der Verfahren zur Überwachung der Vollständigkeit der Liste von Flügen, die unter der individuellen Kennung operiert werden, aufgeschlüsselt nach Flugplatzpaaren, sowie der Verfahren zur Bestimmung, ob Flüge unter Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG fallen, damit die Flüge vollständig erfasst sind und Doppelzählungen vermieden werden;
- e) eine Beschreibung des Verfahrens für die Verwaltung und Zuweisung der Überwachungs- und Berichterstattungszuständigkeiten und für die Verwaltung der Kompetenzen des zuständigen Personals;
- f) eine Beschreibung des Verfahrens für die regelmäßige Bewertung der Angemessenheit des Monitoringkonzepts, einschließlich etwaiger potenzieller Maßnahmen zur Verbesserung der Überwachungsmethodik und der damit zusammenhängenden angewandten Verfahren;

- g) eine Beschreibung der schriftlichen Verfahren für die Datenflussaktivitäten gemäß Artikel 58 mit Diagramm, soweit dies zu Erläuterungszwecken erforderlich ist;
- h) eine Beschreibung der schriftlichen Verfahren für die Kontrollaktivitäten gemäß Artikel 59;
- i) gegebenenfalls Angaben über relevante Verknüpfungen mit Aktivitäten, die im Rahmen von EMAS, von unter die harmonisierte ISO-Norm 14001:2015 fallenden Systemen und von anderen Umweltmanagementsystemen durchgeführt werden, einschließlich Angaben über Verfahren und Kontrollen, die für die Überwachung von Treibhausgasemissionen und die diesbezügliche Berichterstattung von Belang sind;
- j) die Nummer der Fassung des Monitoringkonzepts und das Datum, ab dem diese Fassung des Monitoringkonzepts gilt;
- k) die Bestätigung, dass der Luftfahrzeugbetreiber beabsichtigt, eines der in Artikel 55 Absatz 2 dieser Verordnung genannten Instrumente einzusetzen und die Vereinfachung gemäß Artikel 28a Absatz 4 der Richtlinie 2003/87/EG in Anspruch zu nehmen;
- l) gegebenenfalls eine Beschreibung des Verfahrens zur Bewertung, ob Biokraftstoffe, RFNBOs, RCFs oder synthetische kohlenstoffarme Kraftstoffe mit Emissionsfaktor null den Anforderungen des Artikels 54c dieser Verordnung entsprechen;
- m) gegebenenfalls eine Beschreibung des Verfahrens zur Bestimmung der Mengen alternativer Flugkraftstoffe gemäß Artikel 53 Absatz 1 und zur Sicherstellung, dass die gemeldeten reinen Kraftstoffe die in Artikel 53a dieser Verordnung festgelegten Bedingungen erfüllen) gegebenenfalls eine Beschreibung des Verfahrens zur Bewertung, ob zulässiger Flugkraftstoff die Kriterien von Artikel 54a Absatz 2 erfüllt;
- n) gegebenenfalls eine Beschreibung des Verfahrens zur Bewertung, ob zulässiger Flugkraftstoff die Kriterien von Artikel 54a Absatz 2 erfüllt;
- o) gegebenenfalls eine Beschreibung des Verfahrens zur Bestimmung der Mengen zulässigen Flugkraftstoffs gemäß Artikel 54a Absatz 3 und zur Sicherstellung, dass die gemeldeten Kraftstoffe die in Artikel 54a Absatz 4 und Artikel 54a Absatz 5 dieser Verordnung festgelegten Bedingungen erfüllen;

- p) die Bestätigung, dass der Luftfahrzeugbetreiber Flüge gemäß Artikel 56a Absatz 1 durchführt;
- q) eine Bestätigung, dass der Luftfahrzeugbetreiber beabsichtigt, ausschließlich NEATS zur Bestimmung der Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr zu verwenden, oder dass er beabsichtigt, für die Gesamtheit oder einen Teil der überwachten Daten eigene IT-Instrumente oder IT-Instrumente von Dritten gemäß Artikel 56a Absatz 7 zu verwenden;

2. Für die Zwecke der Überwachung von Emissionen muss das Monitoringkonzept für Luftfahrzeugbetreiber, die keine Kleinemittenten im Sinne von Artikel 55 Absatz 1 sind oder die nicht beabsichtigen, ein Instrument für Kleinemittenten gemäß Artikel 55 Absatz 2 zu verwenden, folgende Angaben enthalten:

- a) eine Beschreibung des schriftlichen Verfahrens für die Festlegung der Überwachungsmethodik für zusätzliche Typen von Luftfahrzeugen, die ein Luftfahrzeugbetreiber voraussichtlich verwenden wird;
- b) eine Beschreibung der schriftlichen Verfahren für die Überwachung des Treibstoffverbrauchs jedes Luftfahrzeugs, einschließlich
 - i) 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;
 - ii) gegebenenfalls der Verfahren für die Messung der getankten und der in den Tanks vorhandenen Menge Treibstoff, einer Beschreibung der verwendeten Messinstrumente und der Verfahren für die Aufzeichnung, das Abrufen, die Übermittlung bzw. die Speicherung der Messdaten;
 - iii) gegebenenfalls der gewählten Methode für die Bestimmung der Dichte;
 - iv) die Gründe für die Überwachungsmethodik, die gewählt wurde, um gemäß Artikel 56 Absatz 1 die geringste Unsicherheit zu gewährleisten;
- c) eine Liste der Abweichungen bestimmter Flugplätze von der allgemeinen Überwachungsmethodik gemäß Buchstabe b, wenn es aufgrund besonderer Umstände für den Luftfahrzeugbetreiber nicht möglich ist, alle für die vorgegebene Überwachungsmethodik erforderlichen Daten beizubringen;

- d) die für die einzelnen Treibstofftypen verwendeten Emissionsfaktoren oder - bei alternativen Treibstoffen - die Methodiken für die Bestimmung der Emissionsfaktoren, einschließlich der Methodik für die Probenahmen, der Analysemethoden, einer Beschreibung der in Anspruch genommenen Laboratorien und ihrer Akkreditierung und/oder Qualitätssicherungsverfahren;
- e) eine Beschreibung der Verfahren und Systeme zur Ermittlung, Bewertung und Behandlung von Datenlücken gemäß Artikel 66 Absatz 2.
- f) weggefallen
- g) weggefallen

3. Für die Zwecke der Überwachung von Nicht-CO₂-Effekten aus dem Luftverkehr muss das Monitoringkonzept für Luftfahrzeugbetreiber, die nicht nur NEATS zur Bestimmung der Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr nutzen, gegebenenfalls die folgenden Angaben enthalten:

- a) eine Beschreibung des Moduls zur Schätzung der Kraftstoffverbrennung und der Emissionen, des CO₂(Äq)-Berechnungsmodells und der zugehörigen IT-Instrumente, die die Luftfahrzeugbetreiber verwenden möchten;
- b) eine Beschreibung und ein Flussdiagramm des Datenüberwachungsprozesses in Bezug auf das Berechnungsmodell für CO₂(Äq) gemäß Anhang IIIa Abschnitt 4 dieser Verordnung;
- c) eine Beschreibung des schriftlichen Verfahrens, mit dem sichergestellt wird, dass geeignete Daten für die Eingabe in die CO₂(Äq)-Berechnungsmodelle gemäß Anhang IIIa dieser Verordnung verwendet werden und dass die Klimaauswirkungen aller nicht-CO₂-bezogenen Faktoren pro Flug berücksichtigt werden;
- d) eine Beschreibung des schriftlichen Verfahrens zur Ermittlung und Bewertung von Datenlücken und zur Anwendung der in Anhang IIIa Abschnitt 5 und Anhang IIIb dieser Verordnung beschriebenen Standardwerte, um die Datenlücken zu schließen.

3. (aufgehoben)

4. Mindestinhalt der Monitoringkonzepte für beaufsichtigte Unternehmen

Das Monitoringkonzept für beaufsichtigte Unternehmen muss mindestens die folgen-

den Angaben enthalten:

1. Allgemeine Angaben zum beaufsichtigten Unternehmen:
 - a) Angaben zur Identifizierung des beaufsichtigten Unternehmens, Kontaktangaben einschließlich Anschrift und, soweit relevant, die Registrierungs- und Identifikationsnummer des Wirtschaftsbeteiligten gemäß der Verordnung (EU) Nr. 952/2013, die Verbrauchsteuernummer gemäß der Verordnung (EU) Nr. 389/2012 oder die von der zuständigen Behörde gemäß den nationalen Rechtsvorschriften zur Umsetzung der Richtlinie 2003/96/EG erteilte nationale Verbrauchsteuer- Registrierungs- und Identifikationsnummer, die für die Meldung für Steuerzwecke gemäß den nationalen Rechtsvorschriften zur Umsetzung der Richtlinien 2003/96/EG und (EU) 2020/262 verwendet wird;
 - b) eine Beschreibung des beaufsichtigten Unternehmens, welche eine Liste der zu überwachenden Brennstoffströme, der Mittel, mit denen das beaufsichtigte Unternehmen Brennstoffströme in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt, und der Endverwendung(en) des in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffstroms (einschließlich CRF-Code) auf der verfügbaren Aggregationsebene enthält, und die folgenden Kriterien erfüllt:
 - i) Die Beschreibung muss ausreichen, um nachzuweisen, dass es keine Datenlücken gibt und Emissionen nicht doppelt gezählt werden;
 - ii) ein einfaches Diagramm der unter Buchstabe b Unterabsatz 1 genannten Angaben zur Beschreibung des beaufsichtigten Unternehmens, der Brennstoffströme, der Mittel, mit denen Brennstoffe im Sinne von Artikel 3 Buchstabe a der Richtlinie 2003/87/EG in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt werden, der Messgeräte und sonstiger Teile des beaufsichtigten Unternehmens, die für die Überwachungsmethodik relevant sind, einschließlich der Datenfluss- und Kontrollaktivitäten;
 - iii) handelt es sich bei den beaufsichtigten Unternehmen und den Brennstoffströmen um Unternehmen mit Berichtspflichten, die sich aus nationalen Vorschriften zur Umsetzung der Richtlinien

- 2003/96/EG oder 2009/30/EG ergeben, und um Brennstoffe, die diesen Vorschriften unterliegen: ein einfaches Diagramm der für die Zwecke dieser Rechtsakte verwendeten Messmethoden;
- iv) gegebenenfalls Angaben zu etwaigen Abweichungen hinsichtlich Beginn und Ende des Überprüfungsjahrs gemäß Artikel 75j Absatz 2;
 - c) eine Beschreibung des Verfahrens für die Zuweisung von Überwachungs- und Berichterstattungszuständigkeiten innerhalb des beaufsichtigten Unternehmens und für die Verwaltung der Kompetenzen des zuständigen Personals;
 - d) eine Beschreibung des Verfahrens für die regelmäßige Evaluierung der Angemessenheit des Monitoringkonzepts, die mindestens Folgendes abdeckt:
 - i) die Überprüfung der Liste der Brennstoffströme, damit die Vollständigkeit gewährleistet und sichergestellt ist, dass alle relevanten Änderungen, die die Art und Funktionsweise des beaufsichtigten Unternehmens betreffen, im Monitoringkonzept berücksichtigt werden,
 - ii) für die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen und gegebenenfalls sonstigen Parameter: Prüfung der Einhaltung der Unsicherheitsschwellenwerte für die auf die einzelnen Brennstoffströme angewandten Ebenen;
 - iii) Bewertung potenzieller Maßnahmen zur Verbesserung der angewandten Überwachungsmethodik, insbesondere der Methode für die Bestimmung des Anteilsfaktors;
 - e) eine Beschreibung der schriftlichen Verfahren für die Datenflussaktivitäten gemäß Artikel 58 mit Diagramm, soweit dies zu Erläuterungszwecken erforderlich ist;
 - f) eine Beschreibung der schriftlichen Verfahren für die Kontrollaktivitäten gemäß Artikel 59;
 - g) gegebenenfalls Angaben zu relevanten Verbindungen zwischen der in Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführten Tätigkeit des beauf-

- sichtigten Unternehmens und der Meldung für Steuerzwecke gemäß den nationalen Rechtsvorschriften zur Umsetzung der Richtlinien 2003/96/EG und (EU) 2020/262;
- h) die Nummer der Fassung des Monitoringkonzepts und das Datum, ab dem diese Fassung des Monitoringkonzepts gilt;
 - i) die Kategorie des beaufsichtigten Unternehmens;
2. eine ausführliche Beschreibung der auf Berechnung beruhenden Methoden, bestehend aus
- a) für jeden zu überwachenden Brennstoffstrom: einer ausführlichen Beschreibung der angewandten auf Berechnung beruhenden Methodik, einschließlich einer Liste der verwendeten Input-Daten und Berechnungsformeln, der zur Bestimmung des Anteilsfaktors verwendeten Methoden, einer Liste der auf die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen angewandten Ebenen sowie aller relevanten Berechnungsfaktoren, des Anteilsfaktors sowie, auf der bekannten Aggregationsebene, der CRF-Codes für die Endverwendung(en) der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffströme;
 - b) soweit das beaufsichtigte Unternehmen bei De-minimis-Brennstoffströmen nach einem vereinfachten Verfahren vorzugehen beabsichtigt: einer Kategorisierung der Brennstoffströme in emissionsstarke und De-minimis-Brennstoffströme;
 - c) einer Beschreibung der angewandten Messsysteme und ihres Messbereichs, der Unsicherheit und des Standorts der für die Überwachung der einzelnen Brennstoffströme einzusetzenden Messgeräte;
 - d) gegebenenfalls den für Berechnungsfaktoren verwendeten Standardwerten mit Angabe - für jeden Brennstoffstrom - der Quelle des Faktors oder der relevanten Quelle, aus der der Standardfaktor periodisch bezogen wird;
 - e) gegebenenfalls einer Liste der für die Bestimmung aller relevanten Berechnungsfaktoren für die einzelnen Brennstoffströme anzuwendenden Analysemethoden und einer Beschreibung der schriftlichen Verfahren für diese Analysen;

- f) gegebenenfalls einer Verfahrensbeschreibung mit einer Erklärung des Probenahmeplans für die zu analysierenden Brennstoffe sowie einer Beschreibung des Verfahrens für die Überprüfung der Angemessenheit des Probenahmeplans;
 - g) gegebenenfalls einer Liste der mit der Durchführung der relevanten Analyseverfahren beauftragten Laboratorien und, sofern das Labor nicht gemäß Artikel 34 Absatz 1 akkreditiert ist, einer Beschreibung des für den Nachweis der Erfüllung gleichwertiger Anforderungen gemäß Artikel 34 Absätze 2 und 3 angewandten Verfahrens;
3. gegebenenfalls eine Beschreibung des Verfahrens zur Bewertung, ob die Brennstoffströme mit Emissionsfaktor null die Kriterien von Artikel 38 Absatz 5 oder Artikel 39a Absatz 3 oder Artikel 39a Absatz 4 und gegebenenfalls Artikel 75m Absatz 2 der vorliegenden Verordnung erfüllen;
 4. gegebenenfalls eine Beschreibung des Verfahrens zur Bestimmung der Biogasmengen anhand von Rechnungsunterlagen gemäß Artikel 39 Absatz 4;
 5. gegebenenfalls eine Beschreibung des Verfahrens für die Informationsübermittlung gemäß Artikel 75v Absatz 3 und zur Entgegennahme von Informationen gemäß Artikel 75v Absatz 2.

Anhang II Festlegung der Ebenen für auf Berechnung beruhende Methodiken für Anlagen (Artikel 12 Absatz 1)

1. Festlegung der Ebenen für Tätigkeitsdaten

Die Unsicherheitsschwellen in Tabelle 1 gelten für Ebenen, die für die Tätigkeitsdatenanforderungen gemäß Artikel 28 Absatz 1 Buchstabe a und Artikel 29 Absatz 2 Unterabsatz 1 sowie Anhang IV relevant sind. Die Unsicherheitsschwellen sind als höchstzulässige Unsicherheiten für die Bestimmung von Stoffströmen über einen Berichterstattungszeitraum auszulegen.

Sind in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG genannte Tätigkeiten in Tabelle 1 nicht erfasst und wird keine Massenbilanz gemäß Artikel 25 der vorliegenden Verordnung angewandt, so wendet der Anlagenbetreiber die Ebenen an, die in Tabelle 1 unter ‚Verbrennung von Brennstoffen und als Prozess-Input verwendete Brennstoffe‘ für diese Tätigkeiten angegeben sind.

Tabelle 1 Ebenen für Tätigkeitsdaten (höchstzulässige Unsicherheit für die einzelnen Ebenen)

Tätigkeit/ Stoffstromtyp	Parameter, für den die Unsicherheit gilt	Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3	Ebene 4
Verbrennung von Brennstoffen und als Prozess-Input verwendete Brennstoffe					
Kommerzielle Standardbrennstoffe	Brennstoffmenge [t] oder [Nm ³]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Andere gasförmige u. flüssige Brennstoffe	Brennstoffmenge [t] oder [Nm ³]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Feste Brennstoffe, ohne Abfälle	Brennstoffmenge (t)	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Abfälle	Brennstoffmenge (t)	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Abfackeln	Fackelgasmenge (Nm ³)	± 17,5 %	± 12,5 %	± 7,5 %	
Abgaswäsche: Karbonat (Methode A)	verbrauchte Karbonatmenge (t)	± 7,5 %			
Abgaswäsche: Gips (Methode B)	erzeugte Gipsmenge (t)	± 7,5 %			
Abgaswäsche: Harnstoff	verbrauchte Harnstoffmenge	± 7,5 %			
Raffination von Öl					
Regeneration von katalytischen Crackern (*)	Unsicherheitsvorgaben gelten für jede Emissionsquelle separat	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %
Herstellung von Koks					
Massenbilanzmethodik	jedes Input- und Outputmaterial [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Röstung oder Sinterung von Metallerz					
Karbonat-Input und Prozessrückstände	Karbonat-Input-Material und Prozessrückstände (t)	± 5 %	± 2,5 %		
Massenbilanzmethodik	jedes Input- und Outputmaterial [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Herstellung von Eisen oder Stahl					
Brennstoff als Prozess- Input	jeder Massenstrom in die und aus der Anlage (t)	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Massenbilanzmethodik	jedes Input- und Outputmaterial [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Herstellung von Zementklinker					
Auf Basis des Ofen- Inputs (Methode A)	jeder relevante Ofen-Input (t)	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Klinker-Output (Methode B)	hergestellte Klinkermenge (t)	± 5 %	± 2,5 %		
CKD (Zementofenstaub)	CKD oder Bypass-Staub (t)	entfällt (**)	± 7,5 %		

Tätigkeit/ Stoffstromtyp	Parameter, für den die Unsicherheit gilt	Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3	Ebene 4
Nicht karbonatischer Kohlenstoff	jedes Rohmaterial (t)	± 15 %	± 7,5 %		
Herstellung von Kalk oder Brennen von Dolomit oder Magnesit					
Karbonate und andere Prozessmaterialien (Methode A)	jeder relevante Ofen-Input (t)	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Erdalkalimetalloxid (Methode B)	hergestellte Kalkmenge (t)	± 5 %	± 2,5 %		
Ofenstaub (Methode B)	Ofenstaub [t]	entfällt (**)	± 7,5 %		
Herstellung von Glas und Mineralwolle					
Karbonate und andere Prozessmaterialien (Input)	jedes (jeder) für CO ₂ -Emissionen verantwortliche karbonathaltige Rohmaterial bzw. Zusatzstoff [t]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Herstellung von keramischen Erzeugnissen					
Kohlenstoff-Inputs (Methode A)	jedes (jeder) für CO ₂ -Emissionen verantwortliche karbonathaltige Rohmaterial bzw. Zusatzstoff [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Alkalimetalloxid (Methode B)	Bruttoproduktionsmenge, einschließlich Ausschuss und Scherben aus Öfen und Beförderungsmitteln [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Abgaswäsche	verbrauchte Menge Trocken-CaCO ₃ [t]	± 7,5 %			
Herstellung von Zellstoff und Papier					
Ergänzungschemikalien	Menge an CaCO ₃ und Na ₂ CO ₃ [t]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Herstellung von Industrieruß					
Massenbilanzmethodik	jedes Input- und Outputmaterial [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Herstellung von Ammoniak					
Brennstoff als Prozess-Input	als Prozess-Input verbrauchte Brennstoffmenge [t] oder [Nm ³]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Herstellung von Wasserstoff und Synthesegas					
Brennstoff als Prozess-Input	als Prozess-Input für die Wasserstoffherzeugung verbrauchte Brennstoffmenge (t) oder (Nm ³)	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Massenbilanzmethodik	jedes Input- und Outputmaterial [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Herstellung von organischen Grundchemikalien					
Massenbilanzmethodik	jedes Input- und Outputmaterial [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %

Tätigkeit/ Stoffstromtyp	Parameter, für den die Unsicherheit gilt	Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3	Ebene 4
Herstellung oder Verarbeitung von Eisen- und Nichteisenmetallen einschließlich Sekundäraluminium					
Prozessemissionen	jedes (jeder) als Prozess-Input verwendete Input-Material bzw. Prozessrückstand [t]	± 5 %	± 2,5 %		
Massenbilanzmethodik	jedes Input- und Outputmaterial [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Herstellung von Primäraluminium oder Aluminiumoxid					
Massenbilanzmethodik	jedes Input- und Outputmaterial [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
PFC-Emissionen (Steigungsmethode)	Primäraluminiumproduktion in [t], Anodeneffekt-Minuten in [Anzahl Anodeneffekte/ Zelltag] und [Anodeneffekt- Minuten/Häufigkeit]	± 2,5 %	± 1,5 %		
PFC-Emissionen (Überspannungsmethode)	Primäraluminiumproduktion in [t], Anodeneffekt-Überspannung [mV] und Stromeffizienz [-]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Abscheidung, Weiterleitung und geologische Speicherung von CO₂ in gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zulässigen Speicherstätten					
Massenbilanz von weitergeleitetem CO ₂	CO ₂ , das in eine Anlage, eine Transportinfrastruktur oder eine Speicherstätte weitergeleitet wird; abgelassenes oder ausgetretenes CO ₂ sowie diffuse Emissionen	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
CO ₂ -Ablassen, - Leckagen und diffuse Emissionen	Abgelassenes CO ₂ , ausgetretenes CO ₂ oder CO ₂ aus diffusen Emissionen	± 17,5 %	± 12,5 %	% · 7,5 ±	

(*) Für die Überwachung von Emissionen aus der Regeneration katalytischer Cracker (anderer Katalysatoren und Flexicoker) in Mineralö Raffinerien entspricht die vorgegebene Unsicherheit der Gesamtunsicherheit aller Emissionen aus dieser Quelle.

(**) Menge [t] des in einem Berichtszeitraum aus dem Ofensystem abgeschiedenen Ofen- oder (soweit relevant) Bypass-Staubs, geschätzt nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie.

2. Festlegung der Ebenen für Berechnungsfaktoren für Emissionen aus der Verbrennung

Die Anlagenbetreiber überwachen die CO₂-Emissionen aus allen Arten von Verbrennungsprozessen im Rahmen aller Tätigkeiten, die in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgelistet sind oder gemäß Artikel 24 der Richtlinie in das EU-System

einbezogen wurden, anhand der in diesem Abschnitt festgelegten Ebenen. Werden Brennstoffe oder brennbare Materialien, die CO₂-Emissionen verursachen, als Prozessinput verwendet, gilt Abschnitt 4 dieses Anhangs. Sind Brennstoffe Teil einer Massenbilanz gemäß Artikel 25 Absatz 1 dieser Verordnung, so gelten die in Abschnitt 3 dieses Anhangs festgelegten Ebenen für Massenbilanzen.

Für Prozessemissionen aus der Wäsche der dabei anfallenden Abgase werden gegebenenfalls die in den Abschnitten 4 und 5 dieses Anhangs festgelegten Ebenen verwendet.

2.1 Ebenen für Emissionsfaktoren

Wird für ein Brennstoff- oder Materialgemisch ein Biomasseanteil, ein RFNBO- oder RCF-Anteil oder ein synthetischer kohlenstoffarmer Anteil bestimmt, so beziehen sich die festgelegten Ebenen auf den vorläufigen Emissionsfaktor. Bei fossilen Brennstoffen und Materialien beziehen sich die Ebenen auf den Emissionsfaktor.

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet an:

- a) entweder die Standardfaktoren gemäß Anhang VI Abschnitt 1
- b) oder andere konstante Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe e, soweit in Anhang VI Abschnitt 1 kein verbindlicher Wert vorgegeben ist.

Ebene 2a: Der Anlagenbetreiber wendet auf den jeweiligen Brennstoff/das jeweilige Material länderspezifische Emissionsfaktoren gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstaben b und c oder Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe d an.

Ebene 2b: Der Anlagenbetreiber berechnet die Emissionsfaktoren für den Brennstoff auf der Grundlage eines der folgenden ermittelten Proxywerte, kombiniert mit einer empirischen Korrelation, wie sie gemäß den Artikeln 32 bis 35 und Artikel 39 mindestens einmal jährlich bestimmt wird:

- a) einer Dichtemessung bestimmter Öle oder Gase, einschließlich solcher, die üblicherweise in Raffinerien oder in der Stahlindustrie eingesetzt werden;
- b) des unteren Heizwerts bestimmter Kohlearten.

Der Anlagenbetreiber trägt dafür Sorge, dass die Korrelation den Verfahren der guten Ingenieurspraxis entspricht und nur auf Proxywerte angewandt wird, die in das Spektrum fallen, für das sie ermittelt wurden.

Ebene 3: Der Anlagenbetreiber wendet an:

- a) entweder die Bestimmung des Emissionsfaktors nach den maßgeblichen Vorschriften der Artikel 32 bis 35,
- b) oder die für die Ebene 2b spezifizierte empirische Korrelation, soweit der Anlagenbetreiber zur Zufriedenheit der zuständigen Behörde nachweist, dass die Unsicherheit der empirischen Korrelation nicht mehr als 1/3 des Unsicherheitswerts beträgt, den der Anlagenbetreiber in Bezug auf die Bestimmung der Tätigkeitsdaten für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material einhalten muss.

2.2 Ebenen für den unteren Heizwert (Hu)

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet an:

- a) entweder die Standardfaktoren gemäß Anhang VI Abschnitt 1
- b) oder andere konstante Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe e, soweit in Anhang VI Abschnitt 1 kein verbindlicher Wert vorgegeben ist.

Ebene 2a: Der Anlagenbetreiber wendet auf den jeweiligen Brennstoff länderspezifische Faktoren gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe b oder c oder Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe d an.

Ebene 2b: Für kommerziell gehandelte Brennstoffe wird der aus dem Lieferschein des Brennstofflieferanten für den jeweiligen Brennstoff ersichtliche untere Heizwert angewandt, vorausgesetzt, die Werte wurden nach anerkannten nationalen oder internationalen Normen errechnet.

Ebene 3: Der Anlagenbetreiber bestimmt den unteren Heizwert nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35.

2.3 Ebenen für Oxidationsfaktoren

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet einen Oxidationsfaktor von 1 an.

Ebene 2: Der Anlagenbetreiber wendet auf den jeweiligen Brennstoff Oxidationsfaktoren gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe b oder c an.

Ebene 3: Der Anlagenbetreiber berechnet die tätigkeitsspezifischen Faktoren für die jeweiligen Brennstoffe auf der Grundlage der relevanten Kohlenstoffgehalte der Asche, der Abwässer und anderer Abfallstoffe und Nebenprodukte sowie auf Basis anderer relevanter nicht vollständig oxidierter kohlenstoffhaltiger Gase, ausgenommen Kohlenmonoxid (CO). Die Zusammensetzungsdaten werden nach Maßgabe der

Artikel 32 bis 35 bestimmt.

2.4 Ebenen für den Biomasseanteil

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet einen verbindlichen Wert, der von der zuständigen Behörde oder der Kommission veröffentlicht wurde, oder Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 an.

Ebene 2: Der Anlagenbetreiber wendet eine gemäß Artikel 39 Absatz 2 Unterabsatz 2 genehmigte Schätzmethode an.

Ebene 3a: Der Anlagenbetreiber wendet im Einklang mit Artikel 39 Absatz 2 Unterabsatz 1 und den Artikeln 32 bis 35 Analysen an.

Ebene 3b: Für Brennstoffe aus einem Produktionsprozess mit definierten und rückverfolgbaren Input-Stoffströmen kann der Anlagenbetreiber die Schätzung auf der Grundlage einer Materialbilanz des in den Prozess eingehenden oder ihn verlassenden fossilen und Biomassekohlenstoffs vornehmen, zum Beispiel nach dem in Artikel 30 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001 vorgesehenen Massenbilanzsystem.

Nimmt ein Anlagenbetreiber im Einklang mit Artikel 39 Absatz 1 der vorliegenden Verordnung einen fossilen Anteil von 100 % an, so wird für den Biomasseanteil keine Ebene festgelegt.

2.5 Ebenen für den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber bestimmt den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe auf der Grundlage des Massenbilanzsystems gemäß Artikel 30 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001.

Nimmt ein Anlagenbetreiber im Einklang mit Artikel 39a Absatz 1 der vorliegenden Verordnung einen fossilen Anteil von 100 % an, so wird für den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe keine Ebene festgelegt.

3. Festlegung der Ebenen für Berechnungsfaktoren für Massenbilanzen

Wendet ein Anlagenbetreiber eine Massenbilanz gemäß Artikel 25 an, so gelten die in diesem Abschnitt festgelegten Ebenen.

3.1 Ebenen für den Kohlenstoffgehalt

Der Anlagenbetreiber wendet eine der unter dieser Nummer angegebenen Ebenen an. Zur Errechnung des Kohlenstoffgehalts aus einem Emissionsfaktor verwendet er die folgenden Gleichungen:

a) für als t CO₂/TJ angegebene Emissionsfaktoren: $C = (EF \cdot Hu)/f$

b) für als t CO₂/t angegebene Emissionsfaktoren: $C = EF/f$

Dabei ist C der als Bruchteil angegebene Kohlenstoffgehalt (Tonne Kohlenstoff je Tonne Produkt), EF der Emissionsfaktor, Hu der untere Heizwert und f der Faktor gemäß Artikel 36 Absatz 3.

Wird für ein Brennstoff- oder Materialgemisch ein Biomasseanteil, ein RFNBO- oder RCF-Anteil oder ein synthetischer kohlenstoffarmer Anteil bestimmt, so beziehen sich die festgelegten Ebenen auf den Gesamtkohlenstoffgehalt. Der Biomasseanteil des Kohlenstoffs wird anhand der unter Abschnitt 2.4 dieses Anhangs festgelegten Ebenen bestimmt. Der RFNBO- oder RCF-Anteil oder der synthetische kohlenstoffarme Anteil des Kohlenstoffs wird anhand der unter Abschnitt 2.5 dieses Anhangs festgelegten Ebenen bestimmt.

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet an:

- a) entweder den aus den Standardfaktoren gemäß Anhang VI Abschnitte 1 und 2 errechneten Kohlenstoffgehalt
- b) oder andere konstante Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe e, wenn in Anhang VI Abschnitte 1 und 2 kein verbindlicher Wert vorgegeben ist.

Ebene 2a: Der Anlagenbetreiber errechnet den Kohlenstoffgehalt aus den länderspezifischen Emissionsfaktoren für den jeweiligen Brennstoff oder das jeweilige Material gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe b oder c oder den Werten gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe d.

Ebene 2b: Der Anlagenbetreiber errechnet den Kohlenstoffgehalt aus Emissionsfaktoren für den Brennstoff auf der Grundlage eines der folgenden ermittelten Proxywerte, kombiniert mit einer empirischen Korrelation, die gemäß den Artikeln 32 bis 35 der vorliegenden Verordnung mindestens einmal jährlich bestimmt wird:

- a) einer Dichtemessung bestimmter Öle oder Gase, die beispielsweise in Raffinerien oder in der Stahlindustrie üblicherweise eingesetzt werden,
- b) des unteren Heizwerts bestimmter Kohlearten.

Der Anlagenbetreiber trägt dafür Sorge, dass die Korrelation den Verfahren der guten Ingenieurspraxis entspricht und nur auf Proxywerte angewandt wird, die in das Spektrum fallen, für das sie ermittelt wurden.

Ebene 3: Der Anlagenbetreiber wendet an:

- a) entweder die Bestimmung des Kohlenstoffgehalts nach den maßgeblichen Vorschriften der Artikel 32 bis 35
- b) oder die für die Ebene 2b spezifizierte empirische Korrelation, soweit der Anlagenbetreiber zur Zufriedenheit der zuständigen Behörde nachweist, dass die Unsicherheit der empirischen Korrelation nicht mehr als 1/3 des Unsicherheitswerts beträgt, den der Anlagenbetreiber in Bezug auf die Bestimmung der Tätigkeitsdaten für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material einhalten muss.

3.2 Ebenen für untere Heizwerte

Es gelten die in Abschnitt 2.2 festgelegten Ebenen.

3.3 Ebenen für den Biomasseanteil

Es gelten die in Abschnitt 2.4 festgelegten Ebenen.

3.4 Ebenen für den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe

Es gelten die in Abschnitt 2.5 festgelegten Ebenen.

4. Festlegung der Ebenen für die Berechnungsfaktoren für CO₂- Prozessemissionen

Für alle CO₂-Prozessemissionen, insbesondere für Emissionen aus der Karbonatzersetzung und aus Prozessmaterialien, die Kohlenstoff in anderer als in Karbonatform enthalten, einschließlich Harnstoff, Koks und Graphit, gelten — soweit sie nach der Standardmethodik gemäß Artikel 24 Absatz 2 überwacht werden — die in diesem Abschnitt festgelegten Ebenen für die anwendbaren Berechnungsfaktoren.

Im Falle von Materialgemischen, die sowohl anorganische als auch organische Formen von Kohlenstoff enthalten, kann der Anlagenbetreiber

- entweder einen vorläufigen Emissionsfaktor für das gesamte Materialgemisch durch Analyse des Gesamtkohlenstoffgehalts bestimmen und einen

Umsetzungsfaktor sowie gegebenenfalls den Biomasseanteil und unteren Heizwert bezogen auf diesen Gesamtkohlenstoffgehalt anwenden

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

Für Emissionen aus der Karbonatzersetzung kann der Anlagenbetreiber für jeden Stoffstrom eine der folgenden Methoden wählen:

- a) **Methode A** (Input-Betrachtung): Der Emissionsfaktor, der Umsetzungsfaktor und die Tätigkeitsdaten beziehen sich auf die Menge des im Prozess eingesetzten Materials.
- b) **Methode B** (Output-Betrachtung): Der Emissionsfaktor, der Umsetzungsfaktor und die Tätigkeitsdaten beziehen sich auf die aus dem Prozess hervorgehende Produktionsmenge.

Bei anderen CO₂-Prozessemissionen wendet der Anlagenbetreiber nur Methode A an.

Abweichend von den Bestimmungen dieses Abschnitts und der folgenden Unterabschnitte können die Anlagenbetreiber Prozessemissionen aus Materialien mit dem Faktor null belegen, sofern diese Materialien alle folgenden Bedingungen erfüllen:

- i) Sie entsprechen nicht den Definitionen von RFNBOs oder RCFs oder synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen;
- ii) sie wurden in einer anderen unter die Richtlinie 2003/87/EG fallenden Anlage erzeugt;
- iii) CO₂ wurde zur Herstellung der Materialien chemisch gebunden;
- iv) die Anlage, die das CO₂ gemäß Ziffer iii emittiert hat, hat dieses CO₂ in ihren jährlichen Emissionsbericht aufgenommen;
- v) sie entsprechen nicht den Spezifikationen eines Produkts, das in der gemäß Artikel 12 Absatz 3b der Richtlinie 2003/87/EG erlassenen delegierten Verordnung aufgeführt ist.

4.1. Ebenen für den Emissionsfaktor — Methode A

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet an:

- a) entweder die Standardfaktoren gemäß Anhang VI Abschnitt 2 Tabelle 2 im Falle der Karbonatzersetzung bzw. gemäß den Tabellen 1, 4 oder 5 im Falle anderer Prozessmaterialien

- b) oder andere konstante Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe e, soweit in Anhang VI kein verbindlicher Wert vorgegeben ist.

Ebene 2: Der Anlagenbetreiber wendet einen länderspezifischen Faktor gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe b oder c oder Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe d an.

Ebene 3: Der Anlagenbetreiber bestimmt den Emissionsfaktor nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35. Die Zusammensetzungsdaten werden gegebenenfalls anhand der stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Anhang VI Abschnitt 2 in Emissionsfaktoren umgerechnet.

4.2. Ebenen für den Umsetzungsfaktor — Methode A

Ebene 1: Es gilt ein Umsetzungsfaktor von 1.

Ebene 2: Karbonate und anderer Kohlenstoff, die während des Prozesses abgeschieden werden, werden mit einem Umsetzungsfaktor zwischen 0 und 1 berücksichtigt. Der Anlagenbetreiber kann für ein oder mehrere Input-Materialien vollständige Umsetzung voraussetzen und nicht umgesetzte Materialien oder anderen Kohlenstoff dem oder den verbleibenden Input(s) zurechnen. Zusätzliche relevante chemische Produktparameter werden nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt.

4.3. Ebenen für den Emissionsfaktor — Methode B

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet an:

- a) entweder die Standardfaktoren gemäß Anhang VI Abschnitt 2 Tabelle 3
- b) oder andere konstante Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe e, soweit in Anhang VI kein verbindlicher Wert vorgegeben ist.

Ebene 2: Der Anlagenbetreiber wendet einen länderspezifischen Faktor gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe b oder c oder Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe d an.

Ebene 3: Der Anlagenbetreiber bestimmt den Emissionsfaktor nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35. Zur Umrechnung von Zusammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden die stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Anhang VI Abschnitt 2 Tabelle 3 herangezogen, wobei davon ausgegangen wird, dass alle relevanten Metalloxide aus den jeweiligen Karbonaten stammen. Zu diesem Zweck muss der Anlagenbetreiber mindestens CaO und MgO berücksichtigen und der zuständigen Behör-

de nachweisen, welche weiteren Metalloxide auf Karbonate im Rohmaterial zurückgehen.

4.4. Ebenen für den Umsetzungsfaktor — Methode B

Ebene 1: Es gilt ein Umsetzungsfaktor von 1.

Ebene 2: Die Menge der nicht karbonatischen Verbindungen relevanter Metalle in den Rohmaterialien, einschließlich Rückstaub oder Flugasche oder anderer bereits kalzinierter Materialien, wird durch Umsetzungsfaktoren mit einem Wert zwischen 0 und 1 berücksichtigt, wobei der Wert 1 einer vollständigen Umsetzung von Rohmaterialkarbonaten in Oxide entspricht. Zusätzliche relevante chemische Parameter der Prozess-Inputs werden nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt.

4.5. Ebenen für den unteren Heizwert (Hu)

Der Anlagenbetreiber bestimmt erforderlichenfalls den unteren Heizwert der Prozessmaterialien anhand der in Abschnitt 2.2 dieses Anhangs festgelegten Ebenen. Der untere Heizwert gilt im Falle von De-minimis- Stoffströmen oder von Materialien, die ohne Zusatz anderer Brennstoffe selbst nicht brennbar sind, als nicht relevant. Im Zweifelsfall holt der Anlagenbetreiber bei der zuständigen Behörde eine Bestätigung ein, ob der untere Heizwert überwacht und Bericht darüber erstattet werden muss.

4.6. Ebenen für den Biomasseanteil

Der Anlagenbetreiber bestimmt erforderlichenfalls den Biomasseanteil des in den Prozessmaterialien enthaltenen Kohlenstoffs anhand der in Abschnitt 2.4 dieses Anhangs festgelegten Ebenen.

4.7 Ebenen für den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe

Es gelten die in Abschnitt 2.5 festgelegten Ebenen.

5. Festlegung der Ebenen für die Berechnungsfaktoren für CO₂-Prozessemissionen aus anderen Materialien als Karbonaten

(gestrichen)

Anhang IIa Festlegung der Ebenen für auf Berechnung beruhende Methodiken für beaufsichtigte Unternehmen

1. Festlegung der Ebenen für in den steuerrechtlich freien Verkehr überführte Brennstoffmengen

Die Unsicherheitsschwellen in Tabelle 1 gelten für die Ebenen, die gemäß Artikel 28 Absatz 1 Buchstabe a und Artikel 29 Absatz 2 Unterabsatz 1 für die Anforderungen an in den steuerrechtlich freien Verkehr überführte Brennstoffmengen relevant sind. Die Unsicherheitsschwellen sind als höchstzulässige Unsicherheiten für die Bestimmung von Brennstoffströmen über einen Berichtszeitraum auszulegen.

Tabelle 1 Ebenen für in den steuerrechtlich freien Verkehr überführte Brennstoffmengen (höchstzulässige Unsicherheit für die einzelnen Ebenen)

Art des Brennstoffstroms	Parameter, für den die Unsicherheit gilt	Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3	Ebene 4
--------------------------	--	---------	---------	---------	---------

Verbrennung von Brennstoffen

Kommerzielle Standardbrennstoffe	Brennstoffmenge [t] oder [Nm ³] oder [TJ]	±7,5 %	±5 %	±2,5 %	±1,5%
Andere gasförmige u. flüssige Brennstoffe	Brennstoffmenge [t] oder [Nm ³] oder [TJ]	±7,5 %	±5 %	±2,5 %	±1,5%
Feste Brennstoffe	Brennstoffmenge [t] oder [TJ]	±7,5 %	±5 %	±2,5 %	±1,5%

2. Festlegung der Ebenen für Berechnungsfaktoren und den Anteilfaktor

Die beaufsichtigten Unternehmen überwachen die CO₂-Emissionen aus allen Arten von in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffen in Sektoren, die in Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführt oder gemäß Artikel 30j der Richtlinie in das Unionssystem einbezogen sind, anhand der in diesem Abschnitt festgelegten Ebenen.

2.1. Ebenen für Emissionsfaktoren

Wird für ein Brennstoffgemisch ein Biomasseanteil bestimmt, so beziehen sich die festgelegten Ebenen auf den vorläufigen Emissionsfaktor. Bei fossilen Brennstoffen beziehen sich die Ebenen auf den Emissionsfaktor.

Wird für ein Brennstoffgemisch ein RFNBO- oder RCF-Anteil oder ein synthetischer

kohlenstoffarmer Anteil bestimmt, so beziehen sich die festgelegten Ebenen auf den vorläufigen Emissionsfaktor.

Ebene 1: Das beaufsichtigte Unternehmen wendet einen der folgenden Faktoren an:

- a) entweder die Standardfaktoren gemäß Anhang VI Abschnitt 1
- b) oder andere konstante Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe e, soweit in Anhang VI Abschnitt 1 kein verbindlicher Wert vorgegeben ist.

Ebene 2a: Das beaufsichtigte Unternehmen wendet auf den jeweiligen Brennstoff länderspezifische Emissionsfaktoren gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstaben b und c an.

Ebene 2b: Das beaufsichtigte Unternehmen berechnet die Emissionsfaktoren für den Brennstoff auf der Grundlage des unteren Heizwerts bestimmter Kohlearten, kombiniert mit einer empirischen Korrelation, wie sie gemäß den Artikeln 32 bis 35 und Artikel 75m mindestens einmal jährlich bestimmt wird.

Das beaufsichtigte Unternehmen trägt dafür Sorge, dass die Korrelation den Verfahren der guten Ingenieurspraxis entspricht und nur auf Proxywerte angewandt wird, die in das Spektrum fallen, für das sie ermittelt wurden.

Ebene 3: Das beaufsichtigte Unternehmen wendet einen der folgenden Faktoren an:

- a) entweder die Bestimmung des Emissionsfaktors nach den maßgeblichen Vorschriften der Artikel 32 bis 35,
- b) oder die für die Ebene 2b spezifizierte empirische Korrelation, soweit das beaufsichtigte Unternehmen zur Zufriedenheit der zuständigen Behörde nachweist, dass die Unsicherheit der empirischen Korrelation nicht mehr als 1/3 des Unsicherheitswerts beträgt, den das beaufsichtigte Unternehmen in Bezug auf die Bestimmung der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen des betreffenden Brennstoffs einhalten muss.

2.2. Ebenen für den Einheitenumrechnungsfaktor

Ebene 1: Das beaufsichtigte Unternehmen wendet einen der folgenden Faktoren an:

- a) entweder die Standardfaktoren gemäß Anhang VI Abschnitt 1
- b) oder andere konstante Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe e, soweit in Anhang VI Abschnitt 1 kein verbindlicher Wert vorgegeben ist.

Ebene 2a: Das beaufsichtigte Unternehmen wendet auf den jeweiligen Brennstoff länderspezifische Emissionsfaktoren gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe b oder c

an.

Ebene 2b: Für kommerziell gehandelte Brennstoffe wird der aus den Rechnungsunterlagen für den jeweiligen Brennstoff ersichtliche Einheitenumrechnungsfaktor angewandt, vorausgesetzt, die Werte wurden nach anerkannten nationalen oder internationalen Normen errechnet.

Ebene 3: Das beaufsichtigte Unternehmen bestimmt den Einheitenumrechnungsfaktor nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35.

2.3. Ebenen für den Biomasseanteil

Ebene 1: Das beaufsichtigte Unternehmen wendet einen verbindlichen Wert, der von der zuständigen Behörde oder der Kommission veröffentlicht wurde, oder Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 an.

Ebene 2: Das beaufsichtigte Unternehmen wendet eine gemäß Artikel 75m Absatz 3 Unterabsatz 2 genehmigte Schätzmethode an.

Ebene 3a: Das beaufsichtigte Unternehmen wendet Analysen gemäß Artikel 75m Absatz 3 Unterabsatz 1 und den Artikeln 32 bis 35 an.

Nimmt ein beaufsichtigtes Unternehmen gemäß Artikel 39 Absatz 1 einen fossilen Anteil von 100 % an, so wird für den Biomasseanteil keine Ebene festgelegt.

Ebene 3b: Für Brennstoffe aus einem Produktionsprozess mit definierten und rückverfolgbaren Input-Stoffströmen kann das beaufsichtigte Unternehmen die Schätzung auf der Grundlage einer Massenbilanz des in den Prozess eingehenden oder ihn verlassenden fossilen und Biomassekohlenstoffs vornehmen, zum Beispiel nach dem in Artikel 30 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001 vorgesehenen Massenbilanzsystem.

2.3a Ebenen für den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber bestimmt den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe auf der Grundlage des Massenbilanzsystems gemäß Artikel 30 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001.

Nimmt ein Anlagenbetreiber im Einklang mit Artikel 39a Absatz 1 der vorliegenden Verordnung einen fossilen Anteil von 100 % an, so wird für den RFNBO- oder RCF-Anteil oder den Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe keine Ebene festgelegt.

2.4. Ebenen für den Anteilfaktor

Ebene 1: Das beaufsichtigte Unternehmen wendet einen gemäß Artikel 75I Absatz 3 oder 4 genehmigten Standardwert an.

Ebene 2: Das beaufsichtigte Unternehmen wendet Methoden gemäß Artikel 75I Absatz 2 Buchstaben e bis g an.

Ebene 3: Das beaufsichtigte Unternehmen wendet Methoden gemäß Artikel 75I Absatz 2 Buchstaben a bis d an.

Anhang III Überwachungsmethodiken für Emissionen aus dem Luftverkehr (Artikel 53)

1. Berechnungsmethodiken für die Bestimmung von THG im Sektor Luftverkehr

Methode A:

Der Luftfahrzeugbetreiber wendet die folgende Formel an:

Tatsächlicher Treibstoffverbrauch für jeden Flug [t] = Treibstoffmenge in den Luftfahrzeugtanks nach abgeschlossener Betankung für den betreffenden Flug [t] - Treibstoffmenge in den Luftfahrzeugtanks nach abgeschlossener Betankung für den Folgeflug [t] + Treibstoffbetankung für diesen Folgeflug [t]

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. In dem Ausnahmefall, dass ein Luftfahrzeug nach dem Flug, für den der Treibstoffverbrauch überwacht wird, andere Tätigkeiten als einen Flug ausführt, einschließlich größerer 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.

Methode B:

Der Luftfahrzeugbetreiber wendet die folgende Formel an:

Tatsächlicher Treibstoffverbrauch für jeden Flug [t] = beim Block-on am Ende des vorangegangenen Flugs in den Luftfahrzeugtanks verbliebene Treibstoffmenge [t] +

Treibstoffbetankung für den Flug [t] - beim Block-on am Ende des Flugs in den Luftfahrzeugtanks verbliebene Treibstoffmenge [t]

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

2. Emissionsfaktoren für Standardtreibstoffe

Tabelle 1 CO₂-Faktoren für fossile Flugzeugtreibstoffe (vorläufige Emissionsfaktoren)

Treibstoff	Emissionsfaktor (t CO ₂ /t Treibstoff)
Flugbenzin (AvGas)	3,10
Jetbenzin (Jet B)	3,10
Jetkerosin (Jet A1 oder Jet A)	3,16

3. Berechnung der Großkreisentfernung

Flugstrecke [km] = Großkreisentfernung [km] + 95 km

Die Großkreisentfernung entspricht der kürzesten 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 AIP-Daten nutzenden Quelle entnommen.

Anhand einer Software oder von Dritten berechnete Flugstrecken können ebenfalls herangezogen werden, vorausgesetzt, die Berechnungsmethodik beruht auf der in diesem Abschnitt genannten Formel, auf AIP-Daten und den WGS 84-Vorgaben.

Anhang IIIa Überwachungsmethodiken für Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr (Artikel 56a)

1. Begriffsbestimmungen in Verbindung mit Nicht-CO₂-Effekten aus dem Luftverkehr

1. ‚Flugdaten‘ bezeichnet mindestens das Rufzeichen gemäß Artikel 51 dieser Verordnung, Tag und Uhrzeit des Abflugs und der Ankunft des Fluges, ausgedrückt in koordinierter Weltzeit (UTC) und als ICAO-Codes und/oder als Ortscodes des Internationalen Luftverkehrsverbands (IATA) des Start- und Zielflughafens, um die eindeutige Bestimmung eines bestimmten Fluges zu ermöglichen;
2. ‚Flugphasendaten‘ bezeichnet die Aufteilung von Daten (z. B. 4D-Position des Luftfahrzeugs, Kraftstoffdurchsatz) nach durchgeführten Flugphasen (Start, Steigflug, Reiseflug usw.);
3. ‚operativer Flugleistungsbereich‘ bezeichnet die Grenzen der Höhen, der Geschwindigkeit des Luftfahrzeugs und des Lastfaktors für jede Flugphase;
4. ‚Eigengeschwindigkeit‘ bezeichnet die Geschwindigkeit des Luftfahrzeugs im Verhältnis zur Luftmasse, die es durchfliegt, in Metern pro Sekunde (m/s);
5. ‚4D-Position des Luftfahrzeugs‘ bezeichnet die vierdimensionale Position eines Luftfahrzeugs, definiert durch seinen Breitengrad (Dezimalgrad), seinen Längengrad (Dezimalgrad) und seine Höhe (Druckhöhe) zu jedem Zeitpunkt zwischen Beginn und Ende des Fluges;
6. ‚Zeitstempel‘ bezeichnet eine Momentaufnahme von Daten (z. B. 4D-Position des Luftfahrzeugs, Kraftstoffdurchsatz), die einem bestimmten Zeitpunkt (Sekunden) während des Fluges entspricht und zusammen mit dem Zeitintervall zu betrachten ist;
7. ‚Zeitintervall‘ bezeichnet die Zeit (Sekunden) zwischen zwei Zeitstempeln während des Fluges, die 60 Sekunden nicht überschreitet;
8. ‚neuester Flugplan‘ bezeichnet den letzten Flugplan, der für einen bestimmten Flug vor dessen Durchführung verfügbar war und von dem betreffenden Flugsicherungsdienst bestätigt wurde. Bei dem neuesten Flugplan kann es sich um das Regulated Tactical Flight Model (RTFM) von Eurocontrol oder

alternativ das Filed Tactical Flight Model (FTFM) von Eurocontrol oder ein in Bezug auf die Datengenauigkeit gleichwertiges Modell handeln;

9. ‚geflogene Flugroute‘ bezeichnet die Route, der das Luftfahrzeug von seinem Ausgangsort (Abflug) bis zu seinem Zielort (Ankunft) folgt und die aus allen während des Fluges erfassten Zeitstempeln besteht. Die geflogene Flugroute kann vom Flugdatenschreiber oder von Dritten bezogen werden. Ihre Genauigkeit sollte nach Möglichkeit dem Current Tactical Flight Model (CTFM) von Eurocontrol entsprechen;
10. ‚Flugdatenschreiber‘ bezeichnet ein spezielles elektronisches Gerät, das im Luftfahrzeug zur Aufzeichnung verschiedener Parameter und Ereignisse während des Flugbetriebs installiert ist. Diese Parameter können unter anderem Flugsteuerungseingaben, Luftfahrzeugleistungsdaten, Triebwerksdaten und Navigationsdaten umfassen;
11. ‚dreidimensionale Strahlungsvariablen‘ bezeichnet mehrere Variablen wie Strahlungsflussdichte, Strahlungserwärmungsrate usw., die beschreiben, wie Strahlung über den Raum hinweg, einschließlich Erdoberfläche und Atmosphäre, variiert und wie sie sich im Laufe der Zeit verändert;
12. ‚Druck‘ bezeichnet die Kraft in Pascal (Pa), die durch das Gewicht der Luft in der Atmosphäre über einem bestimmten Punkt ausgeübt wird, an dem sich das Luftfahrzeug zu einem bestimmten Zeitpunkt während des Fluges befindet, unter Berücksichtigung der dreidimensionalen Strahlungsvariablen;
13. ‚Umgebungslufttemperatur‘ bezeichnet die Temperatur der Luft in Kelvin (K), die ein Luftfahrzeug zu einem bestimmten Zeitpunkt während des Fluges umgibt und für dreidimensionale Strahlungsvariablen angegeben wird;
14. ‚spezifische Luftfeuchtigkeit‘ bezeichnet das Verhältnis von Wasserdampf pro Kilogramm der Gesamtluftmasse (kg/kg) um ein Luftfahrzeug zu einem bestimmten Zeitpunkt während des Fluges, das für dreidimensionale Strahlungsvariablen angegeben wird;
15. ‚Internationale Standardatmosphäre‘ (ISA) bezeichnet einen Standard, mit dem die tatsächliche Atmosphäre zu einem beliebigen Zeitpunkt auf der Grundlage der spezifischen Werte für Druck, Dichte und Temperatur auf Meereshöhe verglichen werden kann, die jeweils mit steigender Höhe abnehmen;

16. ‚grundlegende Wetterdaten‘ bezeichnet die Kategorie von Informationen, in der für jeden Flug mindestens der Druck, die Umgebungslufttemperatur und die spezifische Luftfeuchtigkeit zusammengefasst werden, die in den Modulen für die Kraftstoffverbrennung und für die Schätzung der Emissionen verwendet wird. Hier können diese Werte zumindest durch standardisierte, höhenabhängige Korrekturen und/oder auf der Grundlage von Beobachtungen Dritter nach dem Betrieb geschätzt werden;
17. ‚relative Luftfeuchtigkeit über Eis‘ bezeichnet die Konzentration von Wasserdampf (Prozent) in der Luft im Vergleich zur Konzentration am Sättigungspunkt von Eis;
18. ‚Ost- und Nordwind‘ bezeichnet die horizontale Geschwindigkeit der Luft, die sich zu einem bestimmten Zeitpunkt während des Fluges in Richtung Osten oder Norden in Metern pro Sekunde bewegt und für die der entsprechende Wert für dreidimensionale Strahlungsvariablen angegeben wird;
19. ‚Vertikalgeschwindigkeit‘ bezeichnet die Geschwindigkeit der Luftbewegung aufwärts oder abwärts (in Pa/s), wobei negative Werte bei der Vertikalgeschwindigkeit eine Aufwärtsbewegung anzeigen. Sie ist notwendig, um z. B. Advektion und Windscherung zu berechnen;
20. ‚spezifischer Wassergehalt von Wolkeneis‘ bezeichnet die Masse von Wolkeneispartikeln pro Kilogramm der Gesamtmasse (kg/kg) feuchter Luft um ein Luftfahrzeug zu einem bestimmten Zeitpunkt während des Fluges, die für dreidimensionale Strahlungsvariablen angegeben wird;
21. ‚Geopotenzial‘ bezeichnet die Gravitationsfeldstärke in Quadratmetern pro Quadratsekunde (m^2/s^2), der ein Luftfahrzeug in unterschiedlichen Höhen zu einem bestimmten Zeitpunkt während des Fluges ausgesetzt ist und die für dreidimensionale Strahlungsvariablen angegeben wird;
22. ‚ausgehende Langwellenstrahlung‘ bezeichnet die Gesamtstrahlung in W/m^2 , die das Erdatmosphärensystem zu einem bestimmten Zeitpunkt während des Fluges in den Raum ausstrahlt und die für dreidimensionale Strahlungsvariablen angegeben wird;
23. ‚reflektierte Sonneneinstrahlung‘ bezeichnet den Teil des Sonnenlichts in W/m^2 , der durch die Erdoberfläche, Wolken, Aerosole und andere atmosphärische Partikel zu einem bestimmten Zeitpunkt des Fluges wieder in den

Raum reflektiert wird und der für dreidimensionale Strahlungsvariablen angegeben wird;

24. ‚solare Direktstrahlung‘ bezeichnet den Teil der Sonneneinstrahlung in W/m^2 , der zu einem bestimmten Zeitpunkt während des Fluges direkt von der Sonne auf die Erdoberfläche gelangt, ohne von der Atmosphäre oder den Wolken zerstreut oder reflektiert zu werden, und der für dreidimensionale Strahlungsvariablen angegeben wird;
25. ‚gemeinsames Referenzmodell für die numerische Wettervorhersage‘ (NWP-Modell) bezeichnet ein in der Meteorologie verwendetes Rechensystem, das in Software implementierte Algorithmen und mathematische Formulierungen umfasst und mit dem atmosphärische Bedingungen in einem definierten räumlichen und zeitlichen Bereich (räumliches Raster) simuliert und vorhergesagt werden. Im Falle erweiterter Wetterdaten stellt die Kommission über NEATS ein gemeinsames NWP-Referenzmodell zur Verfügung;
26. ‚erweiterte Wetterdaten‘ bezeichnet die Kategorie von Informationen, in der für jeden Flug der Druck, die Umgebungslufttemperatur, die spezifische Luftfeuchtigkeit, die relative Luftfeuchtigkeit über Eis, der Ost- und Nordwind, die Vertikalgeschwindigkeit, der spezifische Wassergehalt von Wolkeneis, das Geopotenzial, die ausgehende Langwellenstrahlung, die reflektierte Sonneneinstrahlung und die solare Direktstrahlung als Input aus einem gemeinsamen NWP-Referenzmodell, das von der Kommission über NEATS bereitgestellt wird, zusammengefasst werden;
27. ‚Motornummer‘ bezeichnet die eindeutige Kennung des Luftfahrzeugs, wie sie in der ICAO-Datenbank für Triebwerkemissionen oder einer gleichwertigen Datenbank enthalten ist und anhand deren die mit dem Luftfahrzeug verbundenen Triebwerke eindeutig identifiziert werden können;
28. ‚Luftfahrzeugmasse‘ bezeichnet die Masse des Luftfahrzeugs in Kilogramm entlang der Flugroute, für die der zu einem bestimmten Zeitpunkt während des Fluges verbrannte Kraftstoff von der Startmasse abgezogen wird. Ist die Luftfahrzeugmasse nicht verfügbar, kann sie auf der Grundlage der Startmasse oder des Lastfaktors und anhand des jeweiligen Kraftstoffdurchsatzes oder des durch eine Leistungssimulation des Luftfahrzeugs mithilfe des Mo-

- duls für die Kraftstoffverbrennung berechneten Kraftstoffdurchsatzes geschätzt werden;
29. ‚Startmasse‘ bezeichnet die Luftfahrzeugmasse in Kilogramm zu Beginn des Startlaufs, einschließlich aller zu diesem Zeitpunkt beförderten Gegenstände und Personen. Sie wird zur Bestimmung eines Näherungswerts für die Luftfahrzeugmasse verwendet, wenn letztere nicht angegeben ist. Ist die Startmasse nicht verfügbar, kann sie anhand des Lastfaktors geschätzt werden;
 30. ‚höchstzulässige Startmasse‘ bezeichnet die vom Luftfahrzeughersteller angegebene Höchstmasse in Kilogramm, mit der der Pilot eines Luftfahrzeugs starten darf;
 31. ‚maximale Nutzlastmasse‘ bezeichnet die Höchstmasse der Fluggäste und des entsprechenden Gepäcks sowie die Frachtmass, einschließlich Post und Handgepäck, die von einem Luftfahrzeug befördert werden können. Die Werte für die maximale Nutzlast können mithilfe des angewandten Moduls für die Kraftstoffverbrennung abgerufen werden;
 32. ‚Lastfaktor‘ bezeichnet das Gewicht von Fluggästen, Fracht und Gepäck, einschließlich Post und Handgepäck, ausgedrückt als Anteil der maximalen Nutzlastmasse. Der Lastfaktor dient der Bestimmung eines Näherungswerts für die Startmasse, wenn letztere nicht angegeben ist. Ist der Lastfaktor nicht verfügbar, so ist ein konservativer Standardwert gemäß Anhang IIIa Abschnitt 5 zu verwenden;
 33. ‚Kraftstoffdurchsatz‘ bezeichnet die Kraftstoffmasse in Kilogramm, die während des Fluges durch die Kraftstoffanlage des Luftfahrzeugs und in die Triebwerke des Luftfahrzeugs geleitet wird. Es kann während der Flugplanung modelliert, während des Fluges gemessen oder durch ein Modul für die Kraftstoffverbrennung geschätzt werden;
 34. ‚Triebwerkeffizienz‘ bezeichnet den prozentualen Anteil des Nutzschs des Triebwerks eines Luftfahrzeugs an der Energiezufuhr aus Kraftstoff;
 35. ‚Luftfahrzeugleistung‘ bezeichnet die Kategorie von Informationen, in der der Kraftstoffdurchsatz und die Triebwerkeffizienz anhand aller Zeitstempel zusammengefasst werden;

36. ‚Verhältnis Wasserstoff zu Kohlenstoff (H/C) des je Flug verwendeten Kraftstoffs‘ bezeichnet die Anzahl der Wasserstoffatome (H) pro Kohlenstoffatom (C) pro Molekül des je Flug verwendeten Kraftstoffs;
37. ‚Aromatengehalt des je Flug verwendeten Kraftstoffs‘ bezeichnet den prozentualen Anteil aromatischer Kohlenwasserstoffe, die im je Flug verwendeten Kraftstoff vorhanden sind;
38. ‚Eigenschaften des Flugkraftstoffs‘ bezeichnet die Kategorie von Informationen, in der für jeden Flug das Verhältnis Wasserstoff zu Kohlenstoff, der Aromatengehalt und der untere Heizwert des an Bord befindlichen Kraftstoffs zusammengefasst werden.

2. Verfolgungssystem für Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr (NEATS)

Das NEATS-System wird von der Kommission für Luftfahrzeugbetreiber, akkreditierte Prüfstellen und zuständige Behörden bereitgestellt, um die Überwachung von, Berichterstattung über und Prüfung von Nicht-CO₂-Effekten aus dem Luftverkehr zu erleichtern und so weit wie möglich zu automatisieren, sodass der Verwaltungsaufwand so gering wie möglich gehalten wird.

NEATS steht im Einklang mit den in Artikel 75 Absatz 1 dieser Verordnung festgelegten Grundsätzen und sieht für jeden Luftfahrzeugbetreiber, jede Prüfstelle und jede zuständige Behörde eine spezielle gesicherte Benutzerschnittstelle vor.

Überwachung:

NEATS strafft das Überwachungsverfahren, da es von Dritten erhobene Flugrouten und Wetterdaten direkt berücksichtigt oder Zugang dazu bietet, sodass Luftfahrzeugbetreiber die Überwachung der Eigenschaften des Luftfahrzeugs sowie erforderlichenfalls des Kraftstoffs gemäß Anhang IIIa Abschnitt 1 minimieren oder sie in Abhängigkeit von der Verwendung von Standardwerten vollständig automatisieren können.

NEATS berücksichtigt die in Artikel 56a Absatz 4 dieser Verordnung aufgeführten Ansätze für die Berechnung von CO₂(Äq) und stellt ein gemeinsames NWP-Referenzmodell für den Fall bereit, dass erweiterte Wetterdaten benötigt werden (Methode C). Daraus ergibt sich die Berechnung von CO₂(Äq) je Flug als Teil der überwachten Daten.

Berichterstattung:

Durch NEATS wird die Berichterstattung gemäß Artikel 68 Absatz 5 dieser Verordnung gestrafft. Das Instrument generiert am Ende jedes Berichtsjahres automatisch die XML-Tabelle gemäß Anhang X Abschnitt 2a Nummer 9 dieser Verordnung, wodurch der mit der Berichterstattung verbundene Verwaltungsaufwand so gering wie möglich gehalten wird.

Überprüfung:

Durch NEATS werden die von der Prüfstelle bzw. der zuständigen Behörde durchgeführten Prüfungen und Gegenkontrollen gestrafft. Es bietet die Möglichkeit, die CO₂(Äq) je Flug zu prüfen und gleichzeitig vertrauliche Daten zu schützen.

Speicherung von Daten:

NEATS ermöglicht es, alle Daten (von Luftfahrzeugbetreibern und von Dritten) zu speichern, um vertrauliche Daten sicher zu codieren und vor Veröffentlichung zu schützen, wenn diese Daten vom Luftfahrzeugbetreiber in NEATS hochgeladen werden und als vertraulich eingestuft werden.

Transparenz:

NEATS stützt sich bei der Berechnung der CO₂(Äq) für Nicht-CO₂-Effekte auf modernste Modelle. Luftfahrzeugbetreiber können eigene Instrumente entwickeln oder von Dritten entwickelte Instrumente nutzen, sofern diese die in diesem Anhang festgelegten Anforderungen erfüllen.

NEATS fließt in eine öffentliche Website ein, auf der die nicht vertraulichen Daten und CO₂(Äq) je Flug und Luftfahrzeugbetreiber zusammengefasst sind.

3. Module für die Kraftstoffverbrennung und für die Schätzung der Emissionen in Verbindung mit Nicht-CO₂-Effekten aus dem Luftverkehr

Modul für die Kraftstoffverbrennung:

Das Modul für die Kraftstoffverbrennung beruht auf einem kinetischen Ansatz zur Modellierung der Luftfahrzeugleistung, der es ermöglicht, Flugrouten und den damit verbundenen Kraftstoffverbrauch über den gesamten operativen Flugleistungsbe- reich und in allen Flugphasen genau vorherzusagen. Das Modell verarbeitet die theo- retischen Grundlagen für die Berechnung der Leistungsparameter des Luftfahrzeugs,

einschließlich Angaben zu Luftwiderstand, Auftrieb, Gewicht, Schub und Kraftstoffverbrauch sowie zu Geschwindigkeiten in den Steig-, Reise- und Sinkflugphasen eines Luftfahrzeugs bei normalem Flugbetrieb. Darüber hinaus sind luftfahrzeugspezifische Koeffizienten wichtige Daten für die Berechnung der Flugroutenplanung bestimmter Luftfahrzeugtypen.

Modul für die Schätzung der Emissionen:

Das Modul für die Schätzung von Emissionen ermöglicht die Berechnung der NO_x -, HC- und CO-Emissionen von Triebwerken anhand von Korrelationsgleichungen ohne proprietäre Modelle für die Leistung von Flugzeugen und Triebwerken sowie proprietäre Charakterisierungen der Triebwerkemissionen. Dieses Modul wendet Abgasemissionsindizes (EIs) aus der ICAO-Musterzulassung für Triebwerke unter vordefinierten Referenzbedingungen am Boden an und dient der Schätzung der entsprechenden EIs während der Flugbedingungen bei Internationaler Standardatmosphäre (ISA) unter Verwendung von Korrekturfaktoren für Unterschiede in den ISA-Bedingungen in Bezug auf Temperatur, Druck und Feuchtigkeit.

4. Modelle zur Berechnung von $\text{CO}_2(\ddot{\text{A}}\text{q})$ für Nicht- CO_2 -Effekte aus dem Luftverkehr

Allgemeine Kriterien:

In den Modellen für die Berechnung des $\text{CO}_2(\ddot{\text{A}}\text{q})$ berücksichtigt der Luftfahrzeugbetreiber die Klimaauswirkungen aller Nicht- CO_2 -Stoffe je Flug, einschließlich Flugrouten (Flugplan und geflogene Flugrouten), sowie Eigenschaften des Luftfahrzeugs und des Kraftstoffs. Die Emissionen aus jedem Flug sind als Pulsemissionen zu verbuchen. Bei der Anwendung der Modelle zur Berechnung der $\text{CO}_2(\ddot{\text{A}}\text{q})$ sind Flugrouten abhängige Luftfahrzeugemissionsdaten zu verwenden, um alle folgenden Elemente zu berechnen:

- a) Veränderungen der Zusammensetzung;
- b) zeitliche Entwicklung des Strahlungsantriebs aufgrund von Veränderungen der Zusammensetzung;
- c) Veränderungen der Oberflächentemperatur, die durch Flugrouten abhängige Luftfahrzeugemissionen verursacht werden.

Der Verwaltungs- und Rechenaufwand ist gering zu halten, um die Durchführbarkeit

für alle Beteiligten zu gewährleisten. Das/Die Modell(e) muss/müssen transparent und für die Nutzung im Betrieb geeignet sein.

Je nach Modell gibt es zwei verschiedene Listen von Anforderungen:

Methode C:

Für den wetterbasierten Ansatz sind detaillierte Klimaauswirkungen aller Nicht-CO₂-Emissionen von Luftfahrzeugen an einem bestimmten Ort und zu einem bestimmten Zeitpunkt unter Berücksichtigung aktueller Wetterinformationen bei der Berechnung klimaoptimierter vierdimensionaler Flugrouten für die individuelle Flugplanung zu berücksichtigen. Um eine detaillierte Verbuchung der Klimaauswirkungen im Hinblick auf die derzeitigen atmosphärischen Bedingungen zu ermöglichen, sind in den Modellen ausdrücklich verschiedene Luftfahrzeuge, Antriebsarten und Kraftstoffeigenschaften zu berücksichtigen. Es sind Schätzungen in Bezug auf die Bildung, den Lebenszyklus und die Klimaauswirkungen von Kondensstreifen bei einzelnen Flügen sowie die Verweildauer der emittierten H₂O- und NO_x-Emissionen und ihre Auswirkungen auf die atmosphärische Zusammensetzung einzubeziehen. Um fortgeschrittene Informationen für die tägliche Flugplanung liefern zu können, müssen die Modelle rechnerisch effizient sein.

Jeder Luftfahrzeugbetreiber überwacht die folgenden Daten je Flug:

- a) Flugdaten;
- b) Flugroute, mindestens in Form des neuesten Flugplans;
- c) erweiterte Wetterdaten;
- d) Eigenschaften des Luftfahrzeugs;
- e) Luftfahrzeugleistungsdaten (fakultativ). Um die neuesten verfügbaren Flugplandaten anzupassen, sollte vorrangig der geplante Kraftstoffdurchsatz genutzt werden;
- f) Eigenschaften des Flugkraftstoffs.

Methode D:

Für den positionsbezogenen vereinfachten Ansatz verwendet der Luftfahrzeugbetreiber Klimareaktionsmodelle, um die Auswirkungen aller Nicht-CO₂-Effekte je Flug auf klimawissenschaftlicher Grundlage abzuschätzen. Die Instrumente werden verwendet, um den Klimanutzen allgemeiner Streckenführungsoptionen zu bewerten, wobei

allgemeine Unterschiede zwischen Luftfahrzeugen, Antriebstypen und Kraftstoffeigenschaften durch ihre physikalischen Parameter zu berücksichtigen sind. Die nach dem positionsbezogenen vereinfachten Ansatz berechneten CO₂(Äq) gleichen alle großen Abweichungen bei Einzelflügen über einen längeren Zeitraum hinweg aus. Das/Die Modell(e) sollte(n) für einen geringeren Aufwand im Hinblick auf den Datenbedarf, die Berechnung und den Umgang mit Daten im Vergleich zu dem/den Modell(en) für den wetterbasierten Ansatz sorgen.

Abweichend von Methode C können Kleinemittenten im Sinne von Artikel 55 Absatz 1 dieser Verordnung je Flug folgende Daten überwachen:

- a) Flugdaten;
- b) Flugroute, definiert durch die geflogene Flugroute;
- c) grundlegende Wetterdaten;
- d) Eigenschaften des Luftfahrzeugs;
- e) Daten zur Luftfahrzeugleistung im Laufe des Flugs (fakultativ);
- f) Eigenschaften des Flugkraftstoffs (fakultativ).

5. Verwendung von Standardwerten für Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr

Vorbehaltlich einer weiteren Prüfung durch die zuständige Behörde und die Kommission muss die Verwendung von Standardwerten immer einen höheren CO₂(Äq)-Wert je Flug ergeben als überwachte Daten.

1. Flugroute:

- a) Für die Anwendung von Methode C ist der neueste Flugplan vorzulegen. Ist das RTFM oder ein gleichwertiges Modell nicht verfügbar, ist standardmäßig das FTFM oder ein gleichwertiges Modell zu verwenden. Sind in einem solchen Fall keine mit Zeitstempel versehenen Daten verfügbar, so kann die Berechnung anhand linearer Interpolation der beiden direkt vor und nach dem betreffenden Zeitstempel in derselben Flugphase gemessenen Daten erfolgen, sofern dies eine homogene Flugroute für die betreffende Flugphase, insbesondere für die Reiseflugphase, ergibt.
- b) Für die Anwendung von Methode D gilt:

- i) Die Flugroute ist stets anzugeben. Ist das CTFM oder ein gleichwertiges Modell nicht verfügbar, kann das RTFM oder FTFM verwendet werden;
 - ii) sind keine mit Zeitstempel versehenen Daten verfügbar, so kann die Berechnung anhand linearer Interpolation der beiden direkt vor und nach dem betreffenden Zeitstempel in derselben Flugphase gemessenen Daten erfolgen, sofern dies eine homogene Flugroute für die betreffende Flugphase, insbesondere für die Reiseflugphase, ergibt.
2. Eigenschaften des Luftfahrzeugs:
 - a) Motornummer: Wird keine Motornummer oder eine gleichwertige Kennung angegeben, so sind konservative Standardwerte je Luftfahrzeugtyp gemäß Anhang IIIb dieser Verordnung zu verwenden;
 - b) Masse des Luftfahrzeugs: Wird die Masse des Luftfahrzeugs nicht angegeben, kann der Luftfahrzeugbetreiber diese unter Verwendung der Startmasse simulieren. Sind weder die Masse des Luftfahrzeugs noch die Startmasse verfügbar, kann der Lastfaktor zur Bestimmung eines Näherungswerts für die Startmasse verwendet werden. Ist kein Lastfaktor angegeben, wird ein Standardwert von 1 verwendet.
3. Leistung des Luftfahrzeugs:

Kraftstoffdurchsatz: Wird der Kraftstoffdurchsatz nicht vom Flugdatenschreiber geliefert, kann der Luftfahrzeugbetreiber den Kraftstoffdurchsatz gemäß Anhang IIIa Abschnitt 1 dieser Verordnung unter Berücksichtigung des Schubs, der von der Masse des Luftfahrzeugs und der Eigengeschwindigkeit abhängt, auf andere Weise ableiten.
4. Eigenschaften des Flugkraftstoffs:

Werden keine Flugkraftstoffeigenschaften angegeben, werden die oberen Grenzwerte des Kraftstoffs JET A-1 gemäß der ASTM-Standardspezifikation für Turbinenkraftstoffe in der Luftfahrt zugrunde gelegt:

 - a) Aromatengehalt: 25 % Volumen;
 - b) Schwefel: 0,3 % Masse;
 - c) Naphthalin: 3,0 % Volumen.

Anhang IIIb Konservative Standard-Motornummern je Luftfahrzeugtyp

ICAO	Erste UID
A148	13ZMOO3
A19N	O1P22PW163
A20N	O1P22PW163
A21N	O1P2OCM132
A306	1PW048
A3OB	1GE007
A310	1PW027
A318	7CM049
A319	1IA001
A320	1IA001
A321	3IA008
A332	4PW067
A333	4PW067
A337	3RR029
A338	O4P24RR146
A339	O2P23RR141
A343	2CM015
A346	8RR045
A358	O1P18RR125
A359	O1P21RR125
A35K	O1P21RR125
A388	9EA001
A3ST	1GE021
AN72	1ZM001
B38M	O1P2OCM138
B39M	O1P2OCM138
B463	1TLOO3
B701	1PW001
B703	1PW001
B721	1PW008
B731	O1P2OCM138
B732	1PW008
B733	1CM007
B734	1CM007
B735	1CM007

ICAO	Erste UID
B736	3CM031
B737	2CM015
B738	2CM015
B739	3CM034
B741	8PW088
B742	1RR011
B743	1PW029
B744	1RR010
B748	13GE157
B74S	8PW088
B752	1RR011
B753	3RR034
B762	1PW026
B763	5GE085
B764	5GE085
B772	3GE060
B773	2RR024
B77L	O1P21GE217
B77W	O1P21GE217
B778	O1P21GE217
B779	O1P21GE217
B788	O2P23RR138
B789	O2P23RR138
B78X	O2P23RR138
BCS1	16PW111
BCS3	16PW111
C550	1PW037
C560	1PW037
C650	1AS002
C680	7PW077
C68A	7PW077
C700	O1P18HNO13
C750	6AL024
CL30	11HN003
CL35	O1P14HNO11
CL60	10GE130

ICAO	Erste UID
CRJ2	O1PO5GE189
CRJ7	O1P11GE2O2
CRJ9	O1PO8GE19O
CRJX	O1PO8GE193
E135	O1P1OALO33
E145	6AL006
E170	01P08GE1Q7
E190	10GE130
E195	10GE130
E290	04P20PW200
E295	O4P20PW2O1
E35L	6AL006
E545	11HN003
E550	O1P14HNO16
E55P	O1P14HNO16
E75L	01P08GE1Q7
E75S	01P08GE1Q7
F100	1RR020
F2TH	O1PO7PW146
FQ00	1AS001
FA10	1AS002
FA50	1AS002
FA7X	O3P16PW192
FA8X	O3P15PW193
G280	O1P11HNO12
GA5C	O1P22PW142
GA6C	O1P22PW141
GALX	7PW077
GL5T	4BR004
GL7T	21GE185
GLEX	4BR004
GLF4	11RRO48
GLF5	4BR004
GLF6	4BR004
H25B	1AS001
H25C	7PW077

ICAO	Erste UID
HA4T	O1PO7PW146
IL62	1KK001
IL86	1KK003
LJ35	1AS001
LJ45	1AS002
LJ55	1AS002
MD11	5GE085
MD90	1IA001
RJ85	1TL004
SU95	01P11PJ004
T154	1KK001

Anhang IV Aktivitätsspezifische Überwachungsmethodiken für Anlagen (Artikel 20 Absatz 2)

1. Spezifische Überwachungsvorschriften für Emissionen aus Verbrennungsprozessen

A. Geltungsbereich

Die Anlagenbetreiber überwachen CO₂-Emissionen aus allen Arten von Verbrennungsprozessen im Rahmen der Tätigkeiten, die in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgelistet sind oder gemäß Artikel 24 der genannten Richtlinie in das Unionssystem einbezogen wurden, einschließlich Emissionen aus der damit zusammenhängenden Abgaswäsche, nach den Vorschriften dieses Anhangs. Unbeschadet anderer Klassifikationen für Emissionen werden Emissionen aus Brennstoffen, die als Prozess-Input verwendet werden, hinsichtlich der Überwachungs- und Berichterstattungsmethodiken wie Emissionen aus der Verbrennung behandelt.

Emissionen aus Verbrennungsmotoren in zu Beförderungszwecken genutzten Maschinen und Geräten unterliegen nicht der Überwachungs- und Berichterstattungspflicht der Anlagenbetreiber. 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 werden. Emissionen aus der Erzeugung von Wärme oder Strom, die bzw. der von einer anderen Anlage bezogen wird, werden der annehmenden Anlage nicht zugerechnet.

Der Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden Emissionsquellen: Heizkessel,

Brenner, Turbinen, Erhitzer, Industrieöfen, Verbrennungsöfen, Kalzinieröfen, Brennöfen, Öfen, Trockner, Motoren, Brennstoffzellen, CLC- Einheiten (CLC: Chemical Looping Combustion), Fackeln, thermische oder katalytische Nachverbrennungsanlagen und Abgaswäscher (Prozessemissionen) sowie alle anderen Geräte und Maschinen, die mit Brennstoff betrieben werden, ausgenommen Geräte oder Maschinen mit Verbrennungsmotoren, die zu Verkehrszwecken genutzt werden.

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Emissionen aus Verbrennungsprozessen werden gemäß Artikel 24 Absatz 1 berechnet, es sei denn, die Brennstoffe sind Teil einer Massenbilanz gemäß Artikel 25. Es gelten die in Anhang II Abschnitt 2 festgelegten Ebenen. Darüber hinaus werden Prozessemissionen aus der Abgaswäsche nach den Vorschriften gemäß Unterabschnitt C überwacht.

Für Emissionen aus Abfackelprozessen gelten die spezifischen Vorschriften gemäß Unterabschnitt D.

Verbrennungsprozesse, die in Gasaufbereitungsstationen stattfinden, können unter Verwendung einer Massenbilanz gemäß Artikel 25 überwacht werden.

C. Abgaswäsche

C.1 Entschwefelung

Prozessbedingte CO₂-Emissionen aus dem Abgasstrom, die durch den Einsatz von Karbonat für die Sauergaswäsche entstehen, werden gemäß Artikel 24 Absatz 2 auf der Grundlage des verbrauchten Karbonats (Methode A) oder des erzeugten Gipses (Methode B) berechnet. Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 gilt Folgendes:

Methode A: Emissionsfaktor

Ebene 1: Der Emissionsfaktor wird aus den stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Anhang VI Abschnitt 2 bestimmt. Die Menge von CaCO₃ und MgCO₃ oder anderen Karbonaten in dem betreffenden Input-Material wird nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie bestimmt.

Methode B: Emissionsfaktor

Ebene 1: Der Emissionsfaktor entspricht dem stöchiometrischen Verhältnis von Trockengips (CaSO₄ · 2H₂O) zu emittiertem CO₂: 0,2558 t CO₂/t Gips.

Umsetzungsfaktor:

Ebene 1: Es gilt ein Umsetzungsfaktor von 1.

C.2 Entfernung von Stickoxiden (De-NO_x)

Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 werden CO₂-Emissionen aus der Abgaswäsche unter Verwendung von Harnstoff im Einklang mit Artikel 24 Absatz 2 berechnet; dabei gelten die nachstehend genannten Ebenen.

Emissionsfaktor:

Ebene 1: Die Harnstoffmenge in dem betreffenden Input-Material wird nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie bestimmt. Der Emissionsfaktor wird mit einem stöchiometrischen Verhältnis von 0,7328 t CO₂/t Harnstoff bestimmt.

Umsetzungsfaktor:

Es gilt nur die Ebene 1.

D. Fackeln

Bei der Berechnung der Emissionen aus dem Abfackeln von Gasen berücksichtigt der Anlagenbetreiber die Emissionen aus routinemäßigen und operationellen Abfackelvorgängen (Auslösen, Anfahren, Abschalten und Notbetrieb). Der Anlagenbetreiber berücksichtigt auch inhärentes CO₂ gemäß Artikel 48.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 2.1 werden die Ebenen 1 und 2b für den Emissionsfaktor wie folgt festgelegt:

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber legt als Referenzwert einen aus der Verbrennung von reinem Ethan errechneten Emissionsfaktor von 0,00393 t CO₂/Nm³ zugrunde, der als konservativer Proxywert für Fackelgase verwendet wird.

Ebene 2b: Anlagenspezifische Emissionsfaktoren werden anhand der Prozessmodellierung auf Basis von Industriestandardmodellen aus einem Schätzwert des Molekulargewichts des Fackelgasstromes errechnet. Durch Betrachtung der relativen Anteile und der Molekulargewichte der jeweiligen Stoffströme wird für das Molekulargewicht des Fackelgases ein gewichteter Jahresmittelwert errechnet.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 2.3 finden bei Fackelgasen für den Oxidationsfaktor ausschließlich die Ebenen 1 und 2 Anwendung.

2. Raffination von Öl gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Der Anlagenbetreiber überwacht und meldet alle CO₂-Emissionen aus Verbrennungs- und Produktionsprozessen innerhalb von Raffinerien.

Der Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO₂-Emissionsquellen: Kessel; Prozessfeuerungen, Verbrennungsmotoren/Turbinen; katalytische und thermische Oxidatoren; Kokskalzinieröfen; Löschwasserpumpen; Not-/Ersatzgeneratoren; Fackeln, Verbrennungsöfen; Cracker; Wasserstoffproduktions-einheiten; Claus-Anlagen; katalytische Regeneration (durch katalytisches Cracken und andere katalytische Verfahren) und Kokserzeugungsanlagen (Flexicoking, Delayed Coking).

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Tätigkeiten im Zusammenhang mit der Mineralölraffination werden gemäß Abschnitt 1 dieses Anhangs (für Emissionen aus der Verbrennung einschließlich Abgaswäsche) überwacht. Der Anlagenbetreiber kann die Massenbilanzmethodik gemäß Artikel 25 auf die gesamte Raffinerie oder auf einzelne Prozesseinheiten wie Schwerölvergasung oder Kalzinieranlagen anwenden. Werden Standardmethodik und Massenbilanz kombiniert angewandt, so muss der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweisen, dass die Emissionen vollständig erfasst sind und nicht doppelt gezählt werden.

Emissionen aus speziellen Wasserstofferzeugungseinheiten werden nach Maßgabe von Abschnitt 19 dieses Anhangs überwacht.

Abweichend von den Artikeln 24 und 25 werden Emissionen aus der Regenerierung katalytischer Cracker und anderer Katalysatoren und aus Flexicokern anhand einer Massenbilanz überwacht, wobei die Zusammensetzung der zugeführten Luft und der Abgase berücksichtigt wird. Sämtliches Kohlenmonoxid (CO) im Abgas wird rechnerisch wie CO₂ behandelt, wobei folgende Massenrelation zugrunde gelegt wird:

$t \text{ CO}_2 = t \text{ CO} \cdot 1,571$. Die Analyse von zugeführter Luft und Abgasen und die Wahl der Ebenen erfolgen nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35. Die spezifische Berechnungsmethodik muss von der zuständigen Behörde genehmigt werden.

3. Herstellung Von Koks Gemäß Anhang I Der Richtlinie 2003/87/Eg

A. Geltungsbereich

Der Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO₂-Emissionsquellen: Rohstoffe (einschließlich Kohle oder Petrolkoks); konventionelle Brennstoffe (einschließlich Erdgas); Prozessgase (einschließlich Gichtgas - BFG); sonstige Brennstoffe und Abgaswäsche.

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Für die Überwachung von Emissionen aus der Kokserzeugung kann der Anlagenbetreiber eine Massenbilanz gemäß Artikel 25 und Anhang II Abschnitt 3 oder die Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Anhang II Abschnitte 2 und 4 anwenden.

4. Röstung oder Sinterung von Metallerz gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Der Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO₂-Emissionsquellen: Rohstoffe (Kalzinierung von Kalkstein, Dolomit und karbonatischen Eisenerzen, einschließlich FeCO₃); konventionelle Brennstoffe (einschließlich Erdgas und Koks/Koksgrus); Prozessgase (einschließlich Kokereigas - COG, und Gichtgas - BFG); als Input-Material verwendete Prozessrückstände einschließlich Filterstaub aus Sinteranlagen, Konverter und Hochofen; sonstige Brennstoffe und Abgaswäsche.

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Für die Überwachung von Emissionen aus Röst-, Sinter- und Pelletieranlagen für Metallerz kann der Anlagenbetreiber eine Massenbilanz gemäß Artikel 25 und Anhang II Abschnitt 3 oder die Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Anhang II Abschnitte 2 und 4 anwenden.

5. Herstellung von Eisen und Stahl gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Der Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO₂-Emissionsquellen: Rohstoffe (Kalzinierung von Kalkstein, Dolomit und karbonatischen Eisenerzen, einschließlich FeCO₃), konventionelle Brennstoffe (Erdgas, Kohle und Koks); Reduktionsmittel (einschließlich Koks, Kohle, Kunststoffe usw.); Prozessgase (Kokereigas - COG, Gichtgas - BFG und Konvertergas - BOFG); Verbrauch von Grafitelektroden; andere Brennstoffe und Abgaswäsche.

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Für die Überwachung von Emissionen aus der Produktion von **Eisen** und Stahl kann der Anlagenbetreiber eine Massenbilanz gemäß Artikel 25 und Anhang II Abschnitt 3 oder zumindest für einen Teil der Stoffströme die Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Anhang II Abschnitte 2 und 4 anwenden, wobei sicherzustellen ist, dass die Emissionen vollständig erfasst sind und nicht doppelt gezählt werden.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 3.1 wird Ebene 3 für den Kohlenstoffgehalt wie folgt festgelegt:

Ebene 3: Der Anlagenbetreiber errechnet den Kohlenstoffgehalt von Input- oder Output-Stoffströmen gemäß den Vorschriften der Artikel 32 bis 35 für repräsentative Probenahmen von Brennstoffen, Produkten und Nebenprodukten und für die Bestimmung ihrer Kohlenstoffgehalte und des Biomasseanteils. Er legt für den Kohlenstoffgehalt von Produkten oder Zwischenprodukten jährliche Analysen zugrunde, die nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 durchgeführt werden, oder er errechnet den Kohlenstoffgehalt aus Zusammensetzungsmittelwerten, wie sie in internationalen oder nationalen Normen festgelegt sind.

6. Herstellung oder Verarbeitung von Eisen- Und Nichteisenmetallen Gemäß Anhang I Der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Die Vorschriften dieses Abschnitts gelten nicht für die Überwachung der CO₂-Emissionen aus der Produktion von Eisen und Stahl und der Produktion von Primäraluminium und die diesbezügliche Berichterstattung.

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO₂-

Emissionsquellen: konventionelle Brennstoffe; alternative Brennstoffe, einschließlich Kunststoffe; Granulat aus einem Shredder nachgeordneten Anlagen; Reduktionsmittel, einschließlich Koks; Grafitelektroden, Rohstoffe, einschließlich Kalkstein und Dolomit; kohlenstoffhaltige Metallerze und -konzentrate; sekundäre Einsatzstoffe.

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

In Anlagen, in denen Kohlenstoff aus in der Anlage eingesetzten Brennstoffen oder Input-Materialien in den Produkten oder anderen Produktions-Outputs verbleibt, wendet der Anlagenbetreiber eine Massenbilanz gemäß Artikel 25 und Anhang II Abschnitt 3 an. In allen anderen Fällen berechnet er die Verbrennungs- und Prozessmissionen anhand der Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Anhang II Abschnitte 2 und 4 separat.

Wird eine Massenbilanz zugrunde gelegt, so kann der Anlagenbetreiber Emissionen aus Verbrennungsprozessen in der Massenbilanz berücksichtigen oder für einen Teil der Stoffströme die Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Abschnitt 1 dieses Anhangs anwenden, wobei sicherzustellen ist, dass die Emissionen vollständig erfasst sind und nicht doppelt gezählt werden.

7. CO₂-Emissionen aus der Herstellung oder Verarbeitung von Primäraluminium und Aluminiumoxid gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Der Anlagenbetreiber wendet die Vorschriften dieses Abschnitts auch für die Überwachung von CO₂-Emissionen aus der Herstellung von Aluminiumoxid (Al₂O₃), der Herstellung von Elektroden für die Primäraluminiumherstellung, einschließlich eigenständiger Anlagen zur Herstellung derartiger Elektroden, und den Elektrodenverbrauch bei der Elektrolyse und die diesbezügliche Berichterstattung an.

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO₂-Emissionsquellen: Brennstoffe für die Wärme- oder Dampferzeugung, die Herstellung von Al₂O₃, Elektrodenproduktion, Reduktion von Al₂O₃ bei der Elektrolyse, die mit dem Elektrodenverbrauch zusammenhängt, Einsatz von Sodaasche oder anderen Karbonaten für die Abgaswäsche.

Die dabei anfallenden Emissionen von Perfluorkohlenwasserstoffen (PFC) aus Anodeneffekten, einschließlich diffuser Emissionen, werden gemäß Abschnitt 8 überwacht.

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Der Anlagenbetreiber ermittelt die CO₂-Emissionen aus der Herstellung oder Verarbeitung von Primäraluminium nach der Massenbilanzmethodik gemäß Artikel 25. Bei der Massenbilanzmethodik wird der gesamte Kohlenstoff in Input-Materialien, Beständen, Produkten und anderen Exporten im Zusammenhang mit dem Mischen, Formen, Brennen und Verwerten von Elektroden sowie mit dem Elektrodenverbrauch bei der Elektrolyse berücksichtigt. Werden vorgebrannte Anoden verwendet, so kann die Massenbilanz entweder für Herstellung und Verbrauch getrennt oder für beides zusammen angewendet werden. Im Falle von Söderberg-Zellen legt der Anlagenbetreiber eine gemeinsame Massenbilanz zugrunde.

Für Emissionen aus Verbrennungsprozessen kann der Anlagenbetreiber entweder die Emissionen in der Massenbilanz berücksichtigen oder zumindest für einen Teil der Stoffströme die Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Abschnitt 1 dieses Anhangs anwenden, wobei sicherzustellen ist, dass die Emissionen vollständig erfasst sind und nicht doppelt gezählt werden.

8. PFC-Emissionen aus der Herstellung oder Verarbeitung von Primäraluminium gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Der Anlagenbetreiber wendet die folgenden Vorschriften für Emissionen von Perfluorkohlenwasserstoffen (PFC) aus Anodeneffekten, einschließlich diffuser PFC-Emissionen, an. Für damit zusammenhängende CO₂-Emissionen, einschließlich Emissionen aus der Elektrodenfertigung, legt der Anlagenbetreiber Abschnitt 7 zugrunde. Außerdem berechnet der Anlagenbetreiber die nicht mit Anodeneffekten zusammenhängenden PFC-Emissionen anhand von Schätzmethoden im Einklang mit den Best-Practice-Leitlinien der Industrie und etwa von der Kommission zu diesem Zweck veröffentlichten Leitlinien.

B. Bestimmung von PFC-Emissionen

PFC-Emissionen werden aus den Emissionen berechnet, die in einer Leitung oder einem Kamin („Punktquellenemissionen“) gemessen werden können, sowie aus diffusen Emissionen, wobei die Abscheideleistung der Leitung zugrunde gelegt wird:

$$\text{PFC-Emissionen (insgesamt)} = \text{PFC-Emissionen (Leitung)} / \text{Abscheideleistung}$$

Die Abscheideleistung wird bei der Bestimmung der anlagenspezifischen Emissions-

faktoren gemessen. Für ihre Bestimmung ist die neueste Fassung der in Abschnitt 4.4.2.4 der IPCC-Leitlinien von 2006 unter Ebene 3 genannten Leitlinien heranzuziehen.

Der Anlagenbetreiber berechnet die über eine Leitung oder einen Kamin ausgestoßenen CF₄- und C₂F₆-Emissionen nach einer der folgenden Methoden:

- a) Methode A, soweit die Anodeneffekt-Minuten je Zelltag aufgezeichnet werden;
- b) Methode B, soweit die Anodeneffekt-Überspannung aufgezeichnet wird.

Berechnungsmethode A - Steigungsmethode („Slope Method“)

Der Anlagenbetreiber bestimmt die PFC-Emissionen nach den folgenden Gleichungen:

$$\text{CF}_4\text{-Emissionen [t]} = \text{AEM} \cdot (\text{SEF}_{\text{CF}_4}/1\,000) \cdot \text{Pr}_{\text{Al}}$$

$$\text{C}_2\text{F}_6\text{-Emissionen [t]} = \text{CF}_4\text{-Emissionen} \cdot \text{F}_{\text{C}_2\text{F}_6}$$

Dabei ist:

AEM = Anodeneffekt-Minuten/Zelltag

SEF_{CF₄} = Steigungskoeffizient [(kg CF₄/produzierte t Al)/(Anodeneffekt-Minuten/Zelltag)]. Werden verschiedene Zelltypen verwendet, so können gegebenenfalls unterschiedliche Steigungskoeffizienten angewandt werden.

Pr_{Al} = Jahresproduktion Primäraluminium [t] Anodeneffekte/Zelltag), multipliziert mit der mittleren Dauer der Anodeneffekte (Anodeneffekt-Minuten/Häufigkeit), aus:

$$\text{AEM} = \text{Häufigkeit} \cdot \text{mittlere Dauer}$$

Emissionsfaktor: Der Emissionsfaktor für CF₄ (Steigungskoeffizient SEF_{CF₄}) drückt die emittierte Menge CF₄ [kg] je produzierte erzeugte Tonne Aluminium je Anodeneffekt-Minute/ Zelltag aus. Der Emissionsfaktor für C₂F₆ (Gewichtungsfaktor F_{C₂F₆}) drückt die emittierte Menge C₂F₆ [t] im Verhältnis zur emittierten Menge CF₄ [t] aus.

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet technologiespezifische Emissionsfaktoren aus Tabelle 1 dieses Abschnitts an.

Ebene 2: Der Anlagenbetreiber wendet anlagenspezifische Emissionsfaktoren für CF₄ und C₂F₆ an, die durch kontinuierliche oder periodische Feldmessungen ermittelt werden. Für die Bestimmung dieser Emissionsfaktoren greift er auf die neueste Fas-

sung der in Abschnitt 4.4.2.4 der IPCC-Leitlinien von 2006 unter Ebene 3 genannten Leitlinien²⁸ zurück. Der Emissionsfaktor berücksichtigt auch die nicht mit Anodeneffekten zusammenhängenden Emissionen. Der Anlagenbetreiber bestimmt die Emissionsfaktoren jeweils mit einer maximalen Unsicherheit von $\pm 15\%$.

Der Anlagenbetreiber bestimmt die Emissionsfaktoren mindestens alle drei Jahre oder früher, wenn relevante Änderungen an der Anlage dies erforderlich machen. Als relevante Änderung gilt eine Änderung bei der Verteilung der Anodeneffektdauer oder eine Änderung des Kontrollalgorithmus, die sich auf das Gemisch der Art der Anodeneffekte oder die Strategie zum Löschen des Anodeneffekts auswirkt.

Tabelle 1 Technologiespezifische Emissionsfaktoren, bezogen auf Tätigkeitsdaten für die Steigungsmethode

Technologie	Emissionsfaktor für CF ₄ (SEFCP ₄) [(kg CF ₄ /t Al)/(AE-Minuten/ Zelltag)]	Emissionsfaktor für C ₂ F ₆ [t C ₂ F ₆ /t CF ₄]
Mittenbedienter Ofen mit vorgebrannten Anoden (CWPB)	0,143	0,121
Söderberg-Zelle mit vertikaler Anodenanordnung (VSS)	0,092	0,053

Berechnungsmethode B - Überspannungsmethode („Overvoltage Method“)

Soweit die Anodeneffekt-Überspannung gemessen wird, bestimmt der Anlagenbetreiber die PFC-Emissionen nach den folgenden Gleichungen:

$$\text{CF}_4\text{-Emissionen [t]} = \text{OVC} \cdot (\text{AEO}/\text{CE}) \times \text{Pr}_{\text{Al}} \cdot 0,001$$

$$\text{C}_2\text{F}_6\text{-Emissionen [t]} = \text{CF}_4\text{-Emissionen} \times \text{F}_{\text{C}_2\text{F}_6}$$

Dabei ist:

OVC = Überspannungskoeffizient („Emissionsfaktor“), ausgedrückt in kg CF₄ je produzierte Tonne Aluminium und Millivolt (mV) Überspannung

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

²⁸ International Aluminium Institute: The Aluminium Sector Greenhouse Gas Protocol; Oktober 2006: US Environmental Protection Agency und International Aluminium Institute; Protocol for Measurement of Tetrafluoromethane (CF₄) and Hexafluoroethane (C₂F₆) Emissions from Primary Aluminum Production; April 2008.

Zeit (Dauer) der Datenerhebung

CE = mittlere Stromeffizienz der Aluminiumproduktion (%)

Pr_{Al} = Jahresproduktion Primäraluminium [t]

$F_{C_2F_6}$ = Gewichtungsfaktor C_2F_6 ($t C_2F_6 / t CF_4$).

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

Emissionsfaktor: Der Emissionsfaktor für CF_4 („Überspannungskoeffizient“ OVC) drückt die je produzierte Tonne Aluminium emittierte Menge CF_4 [kg] je Millivolt [mV] Überspannung aus. Der Emissionsfaktor für C_2F_6 (Gewichtungsfaktor C_2F_6) drückt die emittierte Menge C_2F_6 [t] im Verhältnis zur emittierten Menge CF_4 [t] aus.

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet technologiespezifische Emissionsfaktoren aus Tabelle 2 dieses Abschnitts an.

Ebene 2: Der Anlagenbetreiber wendet anlagenspezifische Emissionsfaktoren für CF_4 [(kg $CF_4/t Al$)/(mV)] und C_2F_6 [t $C_2F_6/t CF_4$] an, die durch kontinuierliche oder periodische Feldmessungen ermittelt werden. Für die Bestimmung dieser Emissionsfaktoren greift er auf die neueste Fassung der in Abschnitt 4.4.2.4 der IPCC-Leitlinien von 2006 unter Ebene 3 genannten Leitlinien zurück. Der Anlagenbetreiber bestimmt die Emissionsfaktoren jeweils mit einer maximalen Unsicherheit von $\pm 15\%$.

Der Anlagenbetreiber bestimmt die Emissionsfaktoren mindestens alle drei Jahre oder früher, wenn relevante Änderungen an der Anlage dies erforderlich machen. Als relevante Änderung gilt eine Änderung bei der Verteilung der Anodeneffektdauer oder eine Änderung des Kontrollalgorithmus, die sich auf das Gemisch der Art der Anodeneffekte oder die Strategie zum Löschen des Anodeneffekts auswirkt.

Tabelle 2 Technologiespezifische Emissionsfaktoren, bezogen auf Überspannungsdaten

Technologie	Emissionsfaktor für CF_4 [(kg $CF_4/t Al$) / mV]	Emissionsfaktor für C_2F_6 [t $C_2F_6/t CF_4$]
Mittenbedienter Ofen mit vorgebrannten Anoden (CWPB)	1,16	0,121
Söderberg-Zelle mit vertikaler Anodenanordnung (VSS)	entfällt	0,053

C. Bestimmung von CO_2 -Emissionen

Der Anlagenbetreiber berechnet die CO₂-Emissionen aus CF₄- und C₂F₆-Emissionen nach folgender Gleichung und legt dabei die Treibhauspotenziale (global warming potentials, GWP) gemäß Anhang VI Abschnitt 3 Tabelle 6 zugrunde:

$$\text{PFC-Emissionen [t CO}_2\text{Ä]} = \text{CF}_4\text{-Emissionen [t]} \cdot \text{GWP}_{\text{CF}_4} + \text{C}_2\text{F}_6\text{-Emissionen [t]} \cdot \text{GWP}_{\text{C}_2\text{F}_6}$$

9. Herstellung Von Zementklinker Gemäß Anhang I Der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO₂-Emissionsquellen: Kalzinierung von Kalkstein in den Rohstoffen; konventionelle fossile Ofenbrennstoffe; alternative fossile Ofenbrennstoffe und Rohstoffe; Ofenbrennstoffe mit biogenem Anteil (Biomasse-Abfälle); andere Brennstoffe als Ofenbrennstoffe; Gehalt an nicht karbonatischem Kohlenstoff in Kalkstein und Schiefer und Rohmaterial für die Abgaswäsche.

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Emissionen aus der Verbrennung werden nach Maßgabe von Abschnitt 1 überwacht. Prozessemissionen aus Rohmehlkomponenten werden gemäß Anhang II Abschnitt 4 auf Basis des Karbonatgehalts des Prozess-Inputs (Berechnungsmethode A) oder der Menge des erzeugten Klinkers (Berechnungsmethode B) überwacht. Bei der Methode A müssen mindestens die folgenden Karbonate berücksichtigt werden: CaCO₃, MgCO₃ und FeCO₃. Bei Methode B muss der Anlagenbetreiber mindestens CaO und MgO berücksichtigen und der zuständigen Behörde nachweisen, inwieweit andere Kohlenstoffquellen zu berücksichtigen sind.

CO₂-Emissionen im Zusammenhang mit aus dem Prozess abgedrehtem Staub und mit nicht karbonatischem Kohlenstoff in den Rohmaterialien werden nach Maßgabe der Unterabschnitte C und D dieses Abschnitts hinzugerechnet.

Berechnungsmethode A: Ofen-Input-Betrachtung

Werden Zementofenstaub (cement kiln dust, CKD) und Bypass-Staub aus dem Ofensystem abgedreht, so betrachtet der Anlagenbetreiber das betreffende Rohmaterial nicht als Prozess-Input, sondern er berechnet die CKD-Emissionen nach Maßgabe von Unterabschnitt C.

Sofern Rohmehl nicht als solches charakterisiert wird, wendet der Anlagenbetreiber

die Unsicherheitsvorschriften für Tätigkeitsdaten auf jeden der relevanten kohlenstoffhaltigen Ofen-Inputs separat an, wobei Doppelerfassungen oder Nichterfassungen aufgrund von Materialrücklauf bzw. Bypass-Material zu vermeiden sind. Werden Tätigkeitsdaten auf Basis des produzierten Klinkers ermittelt, so kann die Nettorohmehlmenge anhand eines anlagenspezifischen empirischen Rohmehl/Klinker-Quotienten bestimmt werden, der mindestens einmal jährlich nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie auf den neuesten Stand gebracht wird.

Berechnungsmethode B: Klinker-Output-Betrachtung

Der Anlagenbetreiber bestimmt Tätigkeitsdaten anhand der Klinkerproduktion [t] im Berichtszeitraum, und zwar

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

$$\text{Klinkerproduktion [t]} = ((\text{Zementauslieferungen [t]} - \text{Veränderung des Zementbestands [t]}) \cdot \text{Klinker-/Zement-Quotient [t Klinker/t Zement]}) - (\text{zugelieferter Klinker [t]}) + (\text{versandter Klinker [t]}) - (\text{Veränderung des Klinkerbestands [t]})$$

Der Anlagenbetreiber berechnet den Klinker-/Zement-Quotienten entweder für jedes der verschiedenen Zementprodukte nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 oder aus der Differenz zwischen Zementzulieferungen, Bestandsveränderungen und als Zusatzstoffe im Zement verwendeten Materialien einschließlich Bypass- und Zementofenstaub.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 wird Ebene 1 für den Emissionsfaktor wie folgt festgelegt:

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet einen Emissionsfaktor von 0,525 t CO₂/t Klinker an.

C. Emissionen bezogen auf Staubabscheidungen

Hinzurechnen muss der Anlagenbetreiber CO₂-Emissionen aus abgeschiedenem Bypass-Staub oder Zementofenstaub (CKD), bereinigt um die teilweise CKD-Kalziniierung, die als Prozessemissionen im Sinne von Artikel 24 Absatz 2 berechnet

werden. Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 werden die Ebenen 1 und 2 für den Emissionsfaktor wie folgt festgelegt:

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet einen Emissionsfaktor von 0,525 t CO₂/t Staub an.

Ebene 2: Der Anlagenbetreiber bestimmt den Emissionsfaktor (EF) mindestens einmal jährlich nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 und nach folgender Formel:

$$EF_{CKD} = \left(\frac{EF_{Kli}}{1 + EF_{Kli}} \cdot G \right) / \left(1 - \frac{EF_{Kli}}{1 + EF_{Kli}} \cdot G \right)$$

Dabei ist:

EF_{CKD} = Emissionsfaktor für teilweise kalzinierten Zementofenstaub (t CO₂/t CKD)

EF_{Kli} = anlagenspezifischer Emissionsfaktor für Klinker (t CO₂/t Klinker)

G = Grad der CKD-Kalziniierung (abgeschiedenes CO₂ als prozentualer Anteil des Gesamtkarbonat-CO₂ in der Rohmischung)

Ebene 3 für den Emissionsfaktor findet keine Anwendung.

D. Emissionen aus nicht karbonatischem Kohlenstoff im Rohmehl

Der Anlagenbetreiber bestimmt zumindest die Emissionen aus nicht karbonatischem Kohlenstoff in Kalkstein, Schiefer oder alternativem Rohmaterial (z. B. Flugasche), die im Rohmehl im Ofen verwendet werden, nach Maßgabe von Artikel 24 Absatz 2. Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 werden die Ebenen für den Emissionsfaktor wie folgt festgelegt:

Ebene 1: Der Anteil an nicht karbonatischem Kohlenstoff im relevanten Rohmaterial wird nach den Best- Practice-Leitlinien der Industrie geschätzt.

Ebene 2: Der Anteil an nicht karbonatischem Kohlenstoff im relevanten Rohmaterial wird mindestens einmal jährlich nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 werden die Ebenen für den Emissionsfaktor wie folgt festgelegt:

Ebene 1: Es gilt ein Umsetzungsfaktor von 1.

Ebene 2: Der Umsetzungsfaktor wird nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie berechnet.

10. Herstellung von Kalk oder Brennen von Dolomit oder Magnesit gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Der Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO₂-Emissionsquellen: Kalzinierung von Kalkstein, Dolomit oder Magnesit in den Rohstoffen; nicht karbonatischen Kohlenstoff in Rohstoffen; konventionelle fossile Ofenbrennstoffe; alternative fossile Ofenbrennstoffe und Rohstoffe; Ofenbrennstoffe mit biogenem Anteil (Biomasse-Abfälle) und andere Brennstoffe.

Soweit der Branntkalk und das CO₂ aus dem Kalkstein für Reinigungsprozesse verwendet werden, so ist das CO₂ als emittiert zu betrachten, es sei denn, das CO₂ ist in einem Produkt gebunden, das die Bedingungen gemäß Artikel 49a Absatz 1 dieser Verordnung erfüllt.

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Emissionen aus der Verbrennung werden nach Maßgabe von Abschnitt 1 dieses Anhangs überwacht. Prozessemissionen aus Karbonaten in Rohmaterialien werden nach Maßgabe von Anhang II Abschnitt 4 überwacht. Kalzium- und Magnesium-Karbonate müssen stets berücksichtigt werden. Andere Karbonate und nicht karbonatischer Kohlenstoff im Rohmaterial werden berücksichtigt, wenn sie für die Berechnung der Emissionen relevant sind.

Für die Methodik der Input-Betrachtung werden die Karbonatgehaltswerte um den jeweiligen Feuchte- und Gangart-Gehalt des Materials bereinigt. Bei der Magnesiaherstellung werden gegebenenfalls andere magnesiumhaltige Mineralstoffe als Karbonate berücksichtigt.

Doppelerfassungen oder Nichterfassungen aufgrund von Materialrückläufen oder von Bypass-Material werden vermieden. Bei Anwendung von Methode B wird Kalkofenstaub gegebenenfalls als separater Stoffstrom betrachtet.

C. Emissionen aus nicht karbonatischem Kohlenstoff in Rohmaterialien

Der Anlagenbetreiber bestimmt zumindest die Emissionen aus nicht karbonatischem Kohlenstoff in Kalkstein, Schiefer oder alternativem Rohmaterial im Ofen nach Maßgabe von Artikel 24 Absatz 2.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 werden die Ebenen für den Emissionsfaktor wie folgt festgelegt:

Ebene 1: Der Anteil an nicht karbonatischem Kohlenstoff im relevanten Rohmaterial wird nach den Best- Practice-Leitlinien der Industrie geschätzt.

Ebene 2: Der Anteil an nicht karbonatischem Kohlenstoff im relevanten Rohmaterial wird mindestens einmal jährlich nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 werden die Ebenen für den Emissionsfaktor wie folgt festgelegt:

Ebene 1: Es gilt ein Umsetzungsfaktor von 1.

Ebene 2: Der Umsetzungsfaktor wird nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie berechnet.

11. Herstellung von Glas, Glasfasern oder Dämmmaterial aus Mineralwolle gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Der Anlagenbetreiber wendet die Vorschriften dieses Abschnitts auch auf Anlagen an, in denen Wasserglas und Steinwolle hergestellt werden.

Der Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO₂-Emissionsquellen: Zersetzung von Alkali- und Erdalkalikarbonaten aufgrund des Schmelzens des Rohmaterials; konventionelle fossile Brennstoffe; alternative fossile Brennstoffe und Rohstoffe; Brennstoffe mit biogenem Anteil (Biomasse-Abfälle); andere Brennstoffe; kohlenstoffhaltige Zusatzstoffe wie Koks, Kohlenstaub und Grafit; Nachverbrennung von Abgasen und Abgaswäsche.

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Emissionen aus der Verbrennung, einschließlich der Abgaswäsche, werden nach Maßgabe von Abschnitt 1 dieses Anhangs überwacht. Prozessemissionen aus nicht karbonatischen Rohstoffen, einschließlich Koks, Grafit und Kohlestaub, werden nach Maßgabe von Anhang II Abschnitt 4 überwacht. Zumindest folgende Karbonate müssen berücksichtigt werden: CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃, NaHCO₃, BaCO₃, Li₂CO₃, K₂CO₃, und SrCO₃. Nur Methode A findet Anwendung.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 werden die Ebenen für den Emissionsfaktor von karbonathaltigen Rohmaterialien wie folgt festgelegt:

Ebene 1: Es sind die stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Anhang VI Abschnitt 2 zugrunde zu legen. Die Reinheit des jeweiligen Input-Materials wird nach

den Best-Practice-Leitlinien der Industrie bestimmt.

Ebene 2: Die Menge der relevanten Karbonate im jeweiligen Input-Material wird nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 gilt für den Umsetzungsfaktor, dass auf alle Prozessemissionen aus Karbonaten und nicht karbonatischen Rohmaterialien nur die Ebene 1 Anwendung findet.

12. Herstellung Von Keramischen Erzeugnissen Gemäß Anhang I Der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO₂-Emissionsquellen: 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, einschließlich Polystyrol; Rückstände aus der Papierherstellung oder Sägespäne; nicht karbonatischer Kohlenstoff in Ton und anderem Rohmaterial.

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Emissionen aus der Verbrennung, einschließlich der Abgaswäsche, werden nach Maßgabe von Abschnitt 1 überwacht. Prozessemissionen aus Rohmehlkomponenten und Zusatzstoffen werden nach Maßgabe von Anhang II Abschnitt 4 überwacht. Für Keramikprodukte aus gereinigtem oder synthetischem Ton kann der Anlagenbetreiber entweder Methode A oder Methode B anwenden. Für Keramikprodukte aus naturbelassenem Ton und bei Verwendung von Tonen oder Zusatzstoffen mit hohem Gehalt an nicht karbonatischen Kohlenstoff wendet der Anlagenbetreiber Methode A an. Kalziumkarbonate werden immer berücksichtigt. Andere Karbonate und nicht karbonatischer Kohlenstoff im Rohmaterial werden berücksichtigt, wenn sie für die Berechnung der Emissionen relevant sind.

Die Tätigkeitsdaten für die Input-Materialien der Methode A können durch eine geeignete, von der zuständigen Behörde genehmigte Rückrechnung auf der Grundlage der Best-Practice-Leitlinien der Industrie bestimmt werden. Bei dieser Rückrechnung ist zu berücksichtigen, welche Messverfahren für getrocknete Grünlinge oder gebrannte Produkte zur Verfügung stehen und welche geeigneten Datenquellen für die

Feuchtigkeit von Ton und Zusatzstoffen und für den Masseverlust (Glühverlust) der betreffenden Materialien herangezogen werden.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 gelten für Prozessemissionen aus karbonathaltigen Rohmaterialien die folgenden Ebenen für Emissionsfaktoren:

Methode A (Input-Betrachtung):

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. Der gesamte anorganische und organische Kohlenstoff des Tonmaterials gilt als in diesem Wert enthalten. Zusatzstoffe gelten als nicht in diesem Wert enthalten.

Ebene 2: Nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie wird unter Berücksichtigung der besonderen Merkmale der Anlage und ihrer Produktpalette ein Emissionsfaktor für jeden Stoffstrom errechnet und mindestens einmal jährlich aktualisiert.

Ebene 3: Die Zusammensetzung der relevanten Rohmaterialien wird nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt. Die Zusammensetzungsdaten werden gegebenenfalls anhand der stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Anhang VI Abschnitt 2 in Emissionsfaktoren umgerechnet.

Methode B (Output-Betrachtung):

Ebene 1: Für die Berechnung des Emissionsfaktors wird anstelle von Analyseergebnissen ein konservativer Wert von 0,123 Tonnen CaO (entspricht 0,09642 Tonnen CO_2) je Tonne Produkt angewandt. Der gesamte anorganische und organische Kohlenstoff des Tonmaterials gilt als in diesem Wert enthalten. Zusatzstoffe gelten als nicht in diesem Wert enthalten.

Ebene 2: Nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie wird unter Berücksichtigung der besonderen Merkmale der Anlage und ihrer Produktpalette ein Emissionsfaktor für jeden Stoffstrom errechnet und mindestens einmal jährlich aktualisiert.

Ebene 3: Die Zusammensetzung der relevanten Produkte wird nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt. Zur Umrechnung von Zu-

sammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden die stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Anhang VI Abschnitt 2 Tabelle 3 herangezogen, wobei gegebenenfalls davon ausgegangen wird, dass alle relevanten Metalloxide aus den jeweiligen Karbonaten stammen.

Abweichend von Abschnitt 1 gilt für die Abgaswäsche die folgende Ebene für den Emissionsfaktor:

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet die stöchiometrische Verhältniszahl für CaCO_3 gemäß Anhang VI Abschnitt 2 an.

Für die Abgaswäsche wird weder eine andere Ebene noch ein Umsetzungsfaktor angewandt. Die Doppelerfassung von gebrauchtem und von derselben Anlage zu Rohmaterial recyceltem Kalkstein ist zu vermeiden.

13. Herstellung Von Gipszeugnissen Und Gipskartonplatten Gemäß Anhang I Der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt mindestens alle CO_2 -Emissionen aus allen Arten von Verbrennungstätigkeiten.

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Emissionen aus der Verbrennung werden nach Maßgabe von Abschnitt 1 überwacht.

14. Herstellung Von Zellstoff Und Papier Gemäß Anhang I Der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Der Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2 -Emissionsquellen: Kessel, Gasturbinen und andere Feuerungsanlagen, die Dampf oder Strom erzeugen; Rückgewinnungskessel und andere Einrichtungen, in denen Ablaugen verbrannt werden; Brennöfen, Kalköfen und Kalzinieröfen; Abgaswäsche und Trockner, die mit Brennstoffen befeuert werden (z. B. Infrarottrockner).

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Emissionen aus der Verbrennung einschließlich Abgaswäsche werden nach Maßga-

be von Abschnitt I überwacht.

Prozessemissionen aus Rohmaterialien, die als Zusatzchemikalien verwendet werden (dies betrifft mindestens Kalkstein und Soda), werden nach Maßgabe von Anhang II Abschnitt 4 überwacht (Methode A). CO₂-Emissionen aus der Rückgewinnung von Kalkschlamm bei der Zellstoffherstellung werden als CO₂ aus recycelter Biomasse betrachtet. Nur die CO₂-Menge, die dem Input von Zusatzchemikalien entspricht, gilt als fossile CO₂-Emission.

Für Emissionen aus Zusatzchemikalien gelten die für den Emissionsfaktor festgelegten Ebenen:

Ebene 1: Es sind die stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Anhang VI Abschnitt 2 zugrunde zu legen. Die Reinheit des jeweiligen Input-Materials wird nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie 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 Input-Material wird nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt. Die Zusammensetzungsdaten werden gegebenenfalls anhand der stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Anhang VI Abschnitt 2 in Emissionsfaktoren umgerechnet.

Für den Umsetzungsfaktor findet ausschließlich Ebene 1 Anwendung.

15. Herstellung von Industrieruß gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt als CO₂-Emissionsquellen mindestens alle Brennstoffe für die Verbrennung und als Prozessmaterial verwendeten Brennstoffe.

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Emissionen aus der Herstellung von Industrieruß können entweder als Verbrennungsprozess einschließlich Abgaswäsche gemäß Abschnitt 1 dieses Anhangs oder mittels einer Massenbilanz gemäß Artikel 25 und Anhang II Abschnitt 3 überwacht werden.

16. Bestimmung von Distickstoffoxid-Emissionen (N₂O) aus der Herstellung von Salpetersäure, Adipinsäure, Caprolactam, Glyoxal und Glyoxylsäure gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Jeder Anlagenbetreiber berücksichtigt für jede Tätigkeit, bei der N₂O-Emissionen entstehen, sämtliche Quellen, aus denen N₂O im Rahmen von Herstellungsprozessen emittiert wird; dazu zählen auch herstellungsbedingte N₂O-Emissionen, die durch Emissionsminderungsanlagen geleitet werden, einschließlich

- a) im Falle der Salpetersäureherstellung - N₂O-Emissionen aus der katalytischen Oxidation von Ammoniak und/oder aus NO_x/N₂O-Minderungsanlagen;
- b) im Falle der Adipinsäureherstellung - N₂O-Emissionen, auch solche aus der Oxidationsreaktion, der direkten Prozessentlüftung und/oder Emissionskontrollvorrichtungen;
- c) im Falle der Glyoxal- und Glyoxylsäureherstellung - N₂O-Emissionen, auch solche aus Prozessreaktionen, der direkten Prozessentlüftung und/oder Emissionskontrollvorrichtungen;
- d) im Falle der Caprolactam-Herstellung - N₂O-Emissionen, auch solche aus Prozessreaktionen, der direkten Prozessentlüftung und/oder Emissionskontrollvorrichtungen.

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

B. Bestimmung von N₂O-Emissionen

B.1 N₂O-Emissionen pro Jahr

Der Anlagenbetreiber überwacht die N₂O-Emissionen aus der Salpetersäureherstellung durch kontinuierliche Emissionsmessung. N₂O-Emissionen aus der Herstellung von Adipinsäure, Caprolactam, Glyoxal und Glyoxylsäure werden im Falle der Emissionsminderung nach einer auf Messung beruhenden Methodik und im Falle von vorübergehend ungeminderten Emissionen nach einer (auf einem Massenbilanzansatz beruhenden) Berechnungsmethode überwacht.

Für jede Quelle, deren Emissionen kontinuierlich gemessen werden, betrachtet der Anlagenbetreiber als Jahresgesamtemissionen die nach der Formel 1 in Anhang VIII

Abschnitt 3 berechnete Summe aller stündlichen Emissionen.

B.2 N₂O-Emissionen pro Stunde

Der Anlagenbetreiber berechnet den jährlichen Stundenmittelwert der N₂O-Emissionen für jede Quelle, deren Emissionen kontinuierlich gemessen werden, nach der Gleichung in Anhang VIII Abschnitt 3.

Der Anlagenbetreiber bestimmt die stündlichen N₂O-Konzentrationen im Abgasstrom aus jeder Emissionsquelle durch Messung an einer repräsentativen Stelle hinter der NO_x/N₂O-Emissionsminderungsanlage (soweit Emissionen gemindert werden). Der Anlagenbetreiber wendet dabei Techniken an, mit denen die N₂O-Konzentrationen sowohl geminderter als auch ungeminderter Emissionen aus sämtlichen Quellen gemessen werden können. Nehmen die Unsicherheiten in diesen Zeiträumen zu, so muss der Betreiber diesem Umstand bei der Unsicherheitsbewertung Rechnung tragen.

Der Anlagenbetreiber bezieht alle Messungen erforderlichenfalls auf Trockengas und schließt sie systematisch in seine Berichterstattung ein.

B.3 Bestimmung des Abgasstroms

Zur Messung des Abgasstroms für die Zwecke der Überwachung von N₂O-Emissionen wendet der Anlagenbetreiber die Methoden zur Überwachung des Abgasstroms gemäß Artikel 43 Absatz 5 an. Für die Salpetersäureherstellung greift er auf die Methode gemäß Artikel 43 Absatz 5 Buchstabe a zurück, es sei denn, dies ist technisch nicht machbar. In diesem Falle wendet er mit Genehmigung der zuständigen Behörde eine alternative Methode an, insbesondere einen auf relevanten Parametern wie dem Ammoniak-Einsatz beruhenden Massenbilanzansatz oder die Abgasstrombestimmung durch kontinuierliche Messung des Emissionsstromes.

Der Abgasstrom wird nach folgender Formel berechnet:

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

Dabei ist:

V_{Luft} = der Gesamtluftstrom in Nm³/h unter Normbedingungen

$O_{2,\text{Luft}}$ = der Volumenanteil O₂ in Trockenluft [= 0,2095]

$O_{2,\text{Abgas}}$ = der Volumenanteil O₂ im Abgas.

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

Soweit im Monitoringkonzept nicht anders geregelt, wendet der Anlagenbetreiber folgende Formel an:

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

Dabei ist:

- V_{prim} = der primäre Zuluftstrom in Nm³/h unter Normbedingungen
 V_{sek} = der sekundäre Zuluftstrom in Nm³/h unter Normbedingungen
 V_{Sperr} = der Sperrluftstrom in Nm³/h unter Normbedingungen

Der Anlagenbetreiber bestimmt V_{prim} durch kontinuierliche Messung des Luftstroms vor der Vermischung mit Ammoniak. Er bestimmt V_{sek} durch kontinuierliche Luftstrommessung, auch durch Messung vor der Wärmerückgewinnungseinheit. V_{Sperr} entspricht dem im Rahmen des Salpetersäure-Herstellungsprozesses eingesetzten Sperrluftstrom.

Für Zuluftströme, die zusammengerechnet weniger als 2,5 % des Gesamtluftstroms ausmachen, kann die zuständige Behörde zur Bestimmung dieser Luftstromrate Schätzmethode akzeptieren, die der Anlagenbetreiber auf Basis von Best-Practice-Leitlinien der Industrie 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. Stellt sich der Abgasstrom bei diesen Messungen als nicht homogen heraus, so ist dies vom Anlagenbetreiber bei der Entscheidung über geeignete Überwachungsmethoden und bei der Berechnung der Unsicherheit bei den N₂O-Emissionen zu berücksichtigen.

Der Anlagenbetreiber bezieht alle Messungen auf Trockengas und schließt sie systematisch in seine Berichterstattung ein.

B.4 Sauerstoffkonzentrationen (O₂)

Der Anlagenbetreiber misst die Sauerstoffkonzentrationen im Abgas, soweit dies zur Berechnung des Abgasstromes gemäß Unterabschnitt B.3 dieses Abschnitts erforderlich ist. Dabei hält er sich an die Vorschriften für Konzentrationsmessungen gemäß Artikel 41 Absätze 1 und 2. Bei der Bestimmung der Unsicherheit von N₂O-Emissionen berücksichtigt der Anlagenbetreiber die Unsicherheit von O₂-Konzentrationsmessungen.

Der Anlagenbetreiber bezieht alle Messungen erforderlichenfalls auf Trockengas und schließt sie systematisch in seine Berichterstattung ein.

B.5 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) kann der Anlagenbetreiber diese Emissionen, wenn eine kontinuierliche N₂O-Emissionsüberwachung technisch nicht möglich ist, mit Genehmigung der zuständigen Behörde nach einer Massenbilanzmethodik berechnen. Zu diesem Zweck wird die Gesamtunsicherheit dem Ergebnis der Anwendung der vorgeschriebenen Ebenen gemäß Artikel 41 Absätze 1 und 2 gleichgesetzt. Der Anlagenbetreiber stützt die Berechnungsmethode auf die höchstmögliche Rate der N₂O-Emissionen aus der chemischen Reaktion, die zum Zeitpunkt und während der gesamten Dauer der Emission stattfindet.

Bei der Bestimmung der Unsicherheit des jährlichen Stundenmittelwertes für die Emissionsquelle berücksichtigt der Anlagenbetreiber die Unsicherheit bei allen für eine bestimmte Emissionsquelle berechneten Emissionen.

B.6 Bestimmung der tätigkeitsbezogenen Produktionsraten

Produktionsraten werden anhand der täglichen Produktionsmeldungen und Betriebsstunden berechnet.

B. 7 Häufigkeit der Probenahmen

Gültige Stundenmittelwerte oder Mittelwerte für kürzere Bezugszeiträume werden gemäß Artikel 44 berechnet für

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

C. Bestimmung der jährlichen CO₂-Äquivalente (CO₂Äq)

Die jährlichen N₂O-Gesamtemissionen aus allen Emissionsquellen zusammengesetzt (gemessen in Tonnen und auf drei Dezimalstellen gerundet) wird vom Anlagenbetreiber nach folgender Formel und unter Zugrundelegung der GWP-Werte gemäß Anhang VI Abschnitt 3 in jährliche CO₂-Äquivalente (gerundete Tonnen) umge-

rechnet:

$$\text{CO}_{2\ddot{A}q} [\text{t}] = \text{N}_2\text{O}_{\text{jährlich}} [\text{t}] \times \text{GWP}_{\text{N}_2\text{O}}$$

Dabei sind:

$\text{N}_2\text{O}_{\text{jährlich}}$ = die nach der Gleichung 1 in Anhang VIII Abschnitt 3 berechneten jährlichen N_2O -Gesamtemissionen.

Die von allen Emissionsquellen generierten jährlichen Gesamt- CO_2 -Äquivalente und etwaige direkte CO_2 -Emissionen aus anderen Emissionsquellen (soweit sie unter die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen fallen) werden den von der betreffenden Anlage generierten jährlichen CO_2 -Gesamtemissionen zugeschlagen und für Berichterstattungszwecke und zur Abgabe von Zertifikaten verwendet.

Die jährlichen N_2O -Gesamtemissionen werden in Tonnen (auf drei Dezimalstellen gerundet) und als $\text{CO}_{2\ddot{A}q}$ (in gerundeten Tonnen) mitgeteilt.

17. Herstellung von Ammoniak gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2 -Emissionsquellen: Verbrennung von Brennstoffen, die Wärme für das Reformieren oder die partielle Oxidation liefern; Brennstoffe, die bei der Ammoniakherstellung (Reformieren oder partielle Oxidation) als Prozess-Inputs eingesetzt werden; Brennstoffe für andere Verbrennungsprozesse, einschließlich für die Heißwasser- oder Dampfbereitung.

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Emissionen aus Verbrennungsprozessen und aus Brennstoffen, die als Prozess-Inputs verwendet werden, werden nach der Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Abschnitt 1 dieses Anhangs überwacht.

Soweit CO_2 aus der Ammoniakherstellung als Einsatzstoff für die Herstellung von Harnstoff oder anderen Chemikalien verwendet oder für einen nicht unter Artikel 49 Absatz 1 dieser Verordnung fallenden Verwendungszweck aus der Anlage weitergeleitet wird, ist die anfallende CO_2 -Menge als von der das CO_2 produzierenden Anlage emittiert zu betrachten, es sei denn, das CO_2 ist in einem Produkt gebunden, das die Bedingungen gemäß Artikel 49a Absatz 1 dieser Verordnung erfüllt.

18. Herstellung von organischen Grundchemikalien gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt mindestens die folgenden CO₂-Emissionsquellen: katalytisches oder nichtkatalytisches Cracken; Reformieren; partielle oder vollständige Oxidation; ähnliche Verfahren, die CO₂-Emissionen aus dem in kohlenwasserstoffbasierten Einsatzstoffen enthaltenen Kohlenstoff bewirken; Verbrennen von Abgasen und Abfackeln; andere Verbrennung von Brennstoffen.

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Ist die Produktion organischer Grundchemikalien technischer Bestandteil einer Mineralölraffinerie, so wendet der Anlagenbetreiber die einschlägigen Bestimmungen von Abschnitt 2 an.

Unbeschadet von Unterabsatz 1 überwacht der Anlagenbetreiber Emissionen aus Verbrennungsprozessen, bei denen die Einsatzbrennstoffe nicht an chemischen Reaktionen zur Herstellung von organischen Grundchemikalien beteiligt sind oder aus solchen stammen, nach der Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Abschnitt 1 dieses Anhangs. In allen anderen Fällen kann der Anlagenbetreiber beschließen, die Emissionen aus der Herstellung organischer Grundchemikalien nach der Massenbilanzmethodik gemäß Artikel 25 oder nach der Standardmethodik gemäß Artikel 24 zu überwachen. Wendet der Anlagenbetreiber die Standardmethodik an, so muss er der zuständigen Behörde nachweisen, dass der gewählte Ansatz alle relevanten Emissionen abdeckt, die auch unter eine Massenbilanz fallen würden.

Zur Bestimmung des Kohlenstoffgehalts bei Ebene 1 sind die Referenzemissionsfaktoren gemäß Anhang VI Tabelle 5 zugrunde zu legen. Den Kohlenstoffgehalt von Stoffen, die nicht in Anhang VI Tabelle 5 oder anderen Abschnitten dieser Verordnung aufgeführt sind, berechnet der Anlagenbetreiber aus dem stöchiometrischen Kohlenstoffgehalt des reinen Stoffes und der Konzentration des Stoffes im Input- oder Output-Strom.

19. Herstellung von Wasserstoff und Synthesegas gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO₂-Emissionsquellen: im Produktionsprozess für die Herstellung von Wasserstoff oder Synthesegas eingesetzte Brennstoffe (Reformieren oder partielle Oxidation) und für andere Verbrennungsprozesse, einschließlich zur Heißwasser- oder Dampferzeugung, verwendete Brennstoffe. Hergestelltes Synthesegas ist im Rahmen der Massenbilanzmethodik als Stoffstrom zu betrachten.

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Emissionen aus Verbrennungsprozessen und aus Brennstoffen, die als Prozess-Inputs für die Wasserstoffherstellung verwendet werden, werden nach der Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Abschnitt 1 dieses Anhangs überwacht.

Emissionen aus der Herstellung von Synthesegas werden als Teil einer Massenbilanz gemäß Artikel 25 überwacht. Bei Emissionen aus separaten Verbrennungsprozessen kann der Anlagenbetreiber entweder die Emissionen in der Massenbilanz berücksichtigen oder zumindest für einen Teil der Stoffströme die Standardmethodik gemäß Artikel 24 anwenden, wobei sicherzustellen ist, dass die Emissionen vollständig erfasst sind und nicht doppelt gezählt werden.

Werden in ein und derselben Anlage Wasserstoff und Synthesegas hergestellt, so berechnet der Anlagenbetreiber die CO₂-Emissionen entweder nach separaten Methodiken gemäß den Unterabsätzen 1 und 2 dieses Unterabschnitts oder durch Anwendung einer gemeinsamen Massenbilanz.

20. Herstellung von Soda und Natriumbicarbonat gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG

A. Geltungsbereich

Die für CO₂-Emissionen zu berücksichtigenden Emissionsquellen und Stoffströme aus Anlagen zur Herstellung von Soda und Natriumbicarbonat umfassen:

- a) Brennstoffe für Verbrennungsprozesse, einschließlich für die Heißwasser- oder Dampfbereitung;
- b) Rohstoffe, einschließlich Abgas aus dem Brennen von Kalkstein;
- c) Abgase aus Wasch- oder Filterschritten nach der Karbonisierung.

B. Spezifische Überwachungsvorschriften

Emissionen aus Verbrennungsprozessen, einschließlich der Abgaswäsche, werden nach Maßgabe von Abschnitt 1 dieses Anhangs überwacht. Prozessemissionen aus Rohstoffkomponenten und Zusatzstoffen werden nach Maßgabe von Anhang II Abschnitt 4 dieser Verordnung überwacht.

Intermediäres CO₂ für die Produktion von Sodaasche wird als von der das CO₂ erzeugenden Anlage emittiert betrachtet, es sei denn, das CO₂ ist in einem Produkt gebunden, das die Bedingungen gemäß Artikel 49a Absatz 1 dieser Verordnung erfüllt.

21. Bestimmung von Treibhausgasemissionen aus der CO₂-Abscheidung zwecks Beförderung und geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG Genehmigten Speicherstätte

A. Geltungsbereich

Die CO₂-Abscheidung erfolgt durch eine spezielle Anlage, an die CO₂ aus einer oder mehreren anderen Anlagen weitergeleitet wird, oder durch dieselbe Anlage, die die Tätigkeiten durchführt, in denen das abzuscheidende CO₂ im Rahmen ein und derselben Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen entsteht. Sämtliche Anlagenteile, die der Abscheidung und der Weiterleitung zu einer CO₂-Transportinfrastruktur oder zu einer Stätte für die geologische Speicherung von CO₂-Emissionen dienen, einschließlich etwaiger funktional verbundener Nebenanlagen wie CO₂-Zwischenspeicher-, -Verdichter-, -Verflüssigungs-, -Vergasungs- und -Reinigungsstationen sowie Erhitzer, werden in der Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen erfasst und in dem dazugehörigen Monitoringkonzept berücksichtigt. Führt die Anlage auch andere Tätigkeiten durch, die unter die Richtlinie 2003/87/EG fallen, so werden die Emissionen aus diesen Tätigkeiten nach den entsprechenden Abschnitten dieses Anhangs überwacht.

Der Betreiber einer CO₂-Abscheidungstätigkeiten durchführenden Anlage berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO₂-Emissionsquellen:

- a) an die Abscheidungsanlage weitergeleitetes CO₂;
- b) Verbrennungstätigkeiten und damit zusammenhängende andere Tätigkeiten der Anlage, die mit der Abscheidung im Zusammenhang stehen, einschließlich Verwendung von Brennstoff und Input-Material.

B. Quantifizierung weitergeleiteter und emittierter CO₂-Mengen

B.1 Quantifizierung auf Anlagenebene

Jeder Anlagenbetreiber berechnet die Emissionen unter Berücksichtigung der potenziellen CO₂-Emissionen aus allen emissionsrelevanten Prozessen der Anlage sowie der Menge des abgeschiedenen und zur CO₂-Transportinfrastruktur weitergeleiteten CO₂ nach folgender Formel:

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

Dabei sind:

- $E_{\text{Abscheidungsanlage}}$ = die gesamten Treibhausgasemissionen der Abscheidungsanlage
- T_{Input} = die Menge des zur Abscheidungsanlage weitergeleiteten CO₂, die entweder auf der Grundlage eines oder mehrerer Stoffströme anhand einer Massenbilanzmethodik gemäß Artikel 25 oder auf der Grundlage einer auf Messung beruhenden Methodik gemäß den Artikeln 40 bis 46 und Artikel 49 dieser Verordnung bestimmt wird
- $E_{\text{ohne Abscheidung}}$ = die Emissionen der Anlage, wenn das CO₂ nicht abgeschieden würde, d. h. die Summe der Emissionen aus allen anderen Tätigkeiten der Anlage, die nach den entsprechenden Abschnitten von Anhang IV, einschließlich Anhang IV Abschnitt 22 Methode B dieser Verordnung für etwaige funktional verbundene Nebenanlagen, überwacht werden
- $T_{\text{zu speichern}}$ = die zu einer CO₂-Transportinfrastruktur oder -Speicherstätte weitergeleitete Menge CO₂, die entweder auf der Grundlage eines oder mehrerer Stoffströme anhand einer Massenbilanzmethodik gemäß Artikel 25 oder auf der Grundlage einer auf Messung beruhenden Methodik gemäß den Artikeln 40 bis 46 und Artikel 49 dieser Verordnung bestimmt wird

In Fällen, in denen CO₂ in derselben Anlage abgeschieden wird, in der es entstanden ist, ist T_{Input} gleich Null.

Bei reinen Abscheidungsanlagen berücksichtigen die Betreiber dieser Anlagen Folgendes:

- a) Der Anlagenbetreiber setzt $E_{\text{ohne Abscheidung}}$ der Emissionsmenge gleich, die aus anderen Quellen stammt als das entstandene CO_2 , das zwecks Abscheidung zur Anlage weitergeleitet wird. Der Anlagenbetreiber bestimmt diese Emissionen nach den Vorschriften dieser Verordnung;
- b) Abweichend von der in diesem Abschnitt beschriebenen Überwachungsmethodik kann der Anlagenbetreiber die Emissionen der Anlage nach Methode B gemäß Anhang IV Abschnitt 22 dieser Verordnung überwachen.

Bei reinen Abscheidungsanlagen zieht der Betreiber der Anlage, die CO_2 zur Abscheidungsanlage weiterleitet, die T_{Input} -Menge entweder auf der Grundlage eines oder mehrerer Stoffströme anhand einer Massenbilanzmethodik gemäß Artikel 25 oder auf der Grundlage einer auf Messung beruhenden Methodik gemäß Artikel 49 dieser Verordnung von den Emissionen seiner eigenen Anlage ab.

B.2 Bestimmung von weitergeleitetem CO_2

Jeder Anlagenbetreiber bestimmt die von der und an die Abscheidungsanlage weitergeleitete Menge CO_2 entweder auf der Grundlage eines oder mehrerer Stoffströme anhand einer Massenbilanzmethodik gemäß Artikel 25 oder auf der Grundlage einer auf Messung beruhenden Methodik gemäß den Artikeln 40 bis 46 und Artikel 49 dieser Verordnung.

22. Bestimmung der Treibhausgasemissionen aus der Beförderung von CO_2 zwecks geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG genehmigten Speicherstätte

A. Geltungsbereich

Die Grenzen für die Überwachung von Emissionen aus dem CO_2 -Transport und die Berichterstattung darüber sind in der der CO_2 -Transportinfrastruktur erteilten Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen festgehalten, die auch für alle funktional mit der Transportinfrastruktur verbundenen Nebenanlagen wie CO_2 -Zwischenspeicher-, -Verdichter-, -Verflüssigungs-, -Vergasungs-, -Reinigungsstationen oder Erhitzer gilt. Jede Transportinfrastruktur weist mindestens einen Anfangspunkt und einen Endpunkt auf, der jeweils mit anderen Anlagen oder

CO₂-Transportinfrastrukturen verbunden ist, die mindestens eine der Tätigkeiten Abscheidung, Transport oder geologische Speicherung von CO₂ durchführen. Die Anfangs- und Endpunkte können an Abzweigungen der Transportinfrastruktur angesiedelt sein und Staatsgrenzen überschreiten. Die Anfangs- und die Endpunkte sowie die Anlagen oder CO₂-Transportinfrastrukturen, mit denen sie verbunden sind, sind in der Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen festgehalten.

Jeder Betreiber einer CO₂-Transportinfrastruktur berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO₂-Emissionsquellen: Verbrennungs- und andere Prozesse in Anlagen, die funktional mit der Transportinfrastruktur verbunden sind, einschließlich Verdichter- und Verflüssigungsstationen; Verbrennungsanlagen, einschließlich Verbrennungsanlagen in CO₂-Transportfahrzeugen, sofern die Emissionen nicht den Abgabeverpflichtungen in Verbindung mit in Anhang I oder III der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführten Tätigkeiten in demselben Berichtsjahr unterliegen; diffuse Emissionen aus der Transportinfrastruktur; abgelassene Emissionen aus der Transportinfrastruktur; Emissionen aus Leckagen in der Transportinfrastruktur.

CO₂, das zu anderen Zwecken als geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte transportiert wird, ist nicht Teil der Systemgrenzen für die Überwachung von und Berichterstattung über Emissionen durch die CO₂-Transportinfrastruktur. In Fällen, in denen dieselbe Infrastruktur für den Transport von CO₂ zu mehreren Zwecken, einschließlich der geologischen Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte, genutzt wird, sodass die verschiedenen Sendungen nicht unterschieden werden können, gibt der Betreiber einer CO₂-Transportinfrastruktur dies in der Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen an und legt eine Methode zur Erfassung und Dokumentation der CO₂-Mengen fest, die zu anderen Zwecken als geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte transportiert werden. Der Betreiber einer CO₂-Transportinfrastruktur überwacht die Emissionen aus der Gesamtmenge des transportierten CO₂, meldet jedoch den Anteil der Emissionen als emittiert, der der Menge des zur geologischen Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte transportierten CO₂ entspricht, geteilt durch die Gesamtmenge des transportierten CO₂.

B. Methodiken der CO₂-Quantifizierung

Der Betreiber der CO₂-Transportinfrastruktur bestimmt die Emissionen nach einer der

folgenden Methoden:

- a) Methode A (Gesamtmassenbilanz aller Input- und Output-Stoffströme) gemäß Unterabschnitt B.1;
- b) Methode B (Überwachung einzelner Emissionsquellen) gemäß Unterabschnitt B.2.

Der Betreiber wendet Methode B an, es sei denn, er kann der zuständigen Behörde nachweisen, dass die Anwendung von Methode A zu zuverlässigeren Ergebnissen mit einer geringeren Unsicherheit in Bezug auf die Gesamtemissionen führt und dass zu dem Zeitpunkt, an dem die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen beantragt und das Monitoring-Konzept genehmigt wurde, die beste verfügbare Technik und die besten verfügbaren Kenntnisse zugrunde gelegt werden, ohne dass unverhältnismäßige Kosten verursacht werden. Wendet der Betreiber Methode B an, so muss er der zuständigen Behörde nachweisen, dass die Gesamtunsicherheit für die jährliche Menge an Treibhausgasemissionen aus der Transportinfrastruktur des Betreibers 7,5 % nicht übersteigt.

Der Methode B anwendende Betreiber einer CO₂-Transportinfrastruktur rechnet zu seiner errechneten Emissionsmenge kein CO₂ hinzu, das ihm von einer anderen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG genehmigten Anlage oder CO₂-Transportinfrastruktur zugeleitet wurde, und zieht von seiner errechneten Emissionsmenge kein CO₂ ab, das er an eine andere gemäß der Richtlinie 2003/87/EG genehmigte Anlage oder CO₂-Transportinfrastruktur weitergeleitet hat.

Jeder Betreiber einer CO₂-Transportinfrastruktur wendet Methode A an, um die Ergebnisse von Methode B mindestens einmal jährlich zu validieren. Dazu kann er für die Anwendung von Methode A niedrigere Ebenen anwenden.

B.1 Methode A:

Jeder Betreiber bestimmt die Emissionen nach folgender Formel:

$$\text{Emissionen [t CO}_2\text{]} = E_{\text{Transportinfrastruktur}} + \sum i T_{\text{EIN},i} - \sum i T_{\text{AUS},i} - \Delta E_{\text{im Transit}}$$

Dabei sind:

Emissionen = die gesamten CO₂-Emissionen aus der Transportinfrastruktur [t CO₂]

$E_{\text{Transportinfrastruktur}}$ = die Menge CO₂ [t CO₂] aus der Eigentätigkeit der Transportinf-

rastruktur (d. h. Emissionen, die nicht aus dem transportierten CO₂, sondern aus Verbrennungs- oder anderen Prozessen, die funktional mit der Transportinfrastruktur verbunden sind, stammen), die nach den entsprechenden Abschnitten von Anhang IV dieser Verordnung überwacht werden

$T_{\text{EIN},i}$ = die Menge des an einem Eintrittspunkt i zur Transportinfrastruktur weitergeleiteten CO₂, die entweder auf der Grundlage eines oder mehrerer Stoffströme anhand einer Massenbilanzmethodik gemäß Artikel 25 oder auf der Grundlage einer auf Messung beruhenden Methodik gemäß den Artikeln 40 bis 46 und Artikel 49 dieser Verordnung bestimmt wird

$T_{\text{AUS},i}$ = die Menge des an einem Austrittspunkt i aus der Transportinfrastruktur weitergeleiteten CO₂, die entweder auf der Grundlage eines oder mehrerer Stoffströme anhand einer Massenbilanzmethodik gemäß Artikel 25 oder auf der Grundlage einer auf Messung beruhenden Methodik gemäß den Artikeln 40 bis 46 und Artikel 49 dieser Verordnung bestimmt wird

$\Delta E_{\text{im Transit}}$ = die Menge des an einem Eintrittspunkt i zur Transportinfrastruktur weitergeleiteten CO₂, die nicht im selben Berichtszeitraum, sondern innerhalb der in Artikel 49 Absatz 7 dieser Verordnung genannten Frist im Jahr nach dem Berichtszeitraum an eine andere Anlage oder CO₂-Transportinfrastruktur weitergeleitet wird Entsprechende Beträge werden für $T_{\text{AUS},i}$ für den folgenden Berichtszeitraum nicht berücksichtigt.

B.2 Methode B:

Jeder Betreiber bestimmt die Emissionen unter Berücksichtigung aller emissionsrelevanten Prozesse der Anlage sowie der Menge des abgeschiedenen und zur Transportinfrastruktur weitergeleiteten CO₂ nach folgender Formel:

$$\text{Emissionen [t CO}_2\text{]} = E_{\text{diffus}} + E_{\text{abgelassen}} + E_{\text{Leckagen}} + E_{\text{Transportinfrastruktur}}$$

Dabei sind:

Emissionen = die gesamten CO₂-Emissionen aus der Transportinfrastruktur [t CO₂]

E_{diffus}	=	die Menge diffuser Emissionen (t CO ₂) aus dem in der Transportinfrastruktur transportierten CO ₂ , einschließlich Verschlüssen, Ventilen, Zwischendruckstationen und Zwischenspeicheranlagen
$E_{\text{abgelassen}}$	=	die Menge der abgelassenen Emissionen (t CO ₂) aus dem in der Transportinfrastruktur transportierten CO ₂
E_{Leckagen}	=	die Menge des in der Transportinfrastruktur transportierten CO ₂ [t CO ₂], die infolge einer Panne eines oder mehrerer Bestandteile des Transportnetzes emittiert wird
$E_{\text{Transportinfrastruktur}}$	=	die Menge CO ₂ [t CO ₂] aus der Eigentätigkeit der Transportinfrastruktur (d. h. Emissionen, die nicht aus dem transportierten CO ₂ , sondern aus Verbrennungs- oder anderen Prozessen, die funktional mit der Transportinfrastruktur verbunden sind, stammen), die nach den entsprechenden Abschnitten von Anhang IV dieser Verordnung überwacht wird

B.2.1 Diffuse Emissionen aus der Transportinfrastruktur

Der Betreiber einer CO₂-Transportinfrastruktur berücksichtigt mindestens diffuse Emissionen aus folgenden Ausrüstungen:

- a) Verschlüsse;
- b) Messgeräte;
- c) Ventile;
- d) Zwischendruckstationen;
- e) Zwischenspeicheranlagen, einschließlich solcher, die auf CO₂-Transportfahrzeugen installiert sind.

Der Betreiber bestimmt bei Betriebsbeginn und spätestens am Ende des ersten Berichtsjahres, in dem die Transportinfrastruktur in Betrieb ist, die mittleren Emissionsraten ER (ausgedrückt in g CO₂/Zeiteinheit) je Ausrüstungsteil und Ereignis, bei dem diffuse Emissionen zu erwarten sind. Der Betreiber überprüft diese Raten mindestens alle fünf Jahre unter Berücksichtigung der in diesem Bereich besten verfügbaren Techniken und Erkenntnisse.

Der Betreiber berechnet diffuse Emissionen durch Multiplikation der Zahl der Ausrüstungsteile in jeder Kategorie mit der Emissionsrate und anschließendes Zusammen-

rechnen der Ergebnisse für die einzelnen Kategorien nach folgender Gleichung:

$$\text{Fugitive Em [tCO}_2\text{]} = \left(\sum_{\text{Category}} \text{ER [gCO}_2\text{/occurred]} \cdot \text{N}_{\text{occurred}} \right) / 10^6$$

Als Anzahl Ereignisse (N_{Ereignis}) betrachtet der Betreiber die Zahl der Ausrüstungsteile je Kategorie, multipliziert mit der Anzahl Zeiteinheiten pro Jahr.

B.2.2 Emissionen aus Leckagen

Der Betreiber einer CO₂-Transportinfrastruktur erbringt den Nachweis der Systemintegrität 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 nach einer im Monitoringkonzept dokumentierten und auf den Best-Practice-Leitlinien der Industrie beruhenden geeigneten Methodik, insbesondere auf der Grundlage der Differenzen bei Temperatur- und Druckdaten gegenüber den mittleren Druck- und Temperaturwerten bei gegebener Integrität.

B.2.3 Abgelassene Emissionen

Jeder Betreiber einer CO₂-Transportinfrastruktur sieht im Monitoringkonzept eine Untersuchung potenzieller Fälle abgelassener Emissionen, einschließlich zur Wartung oder in Notfällen, vor sowie eine hinreichend dokumentierte Methodik für die Berechnung der abgelassenen CO₂-Menge, die auf den Best-Practice-Leitlinien der Industrie beruht.

23. Geologische Speicherung von CO₂ in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG genehmigten Speicherstätte

A. Geltungsbereich

Die zuständige Behörde bestimmt die Systemgrenzen für die Überwachung von Emissionen aus der geologischen Speicherung von CO₂ und die Berichterstattung darüber anhand der Abgrenzung der Speicherstätte und des Speicherkomplexes, wie sie in der Genehmigung gemäß der Richtlinie 2009/31/EG vorgegeben ist, sowie aller funktional mit dem Speicherkomplex verbundenen Nebenanlagen wie CO₂-Zwischenspeicher-, -Verdichter-, -Verflüssigungs-, -Vergasungs-, -Reinigungsstationen oder Erhitzer. Werden Leckagen aus dem Speicherkomplex

ermittelt und führen diese zu Emissionen oder zur Abgabe von CO₂ in die Wassersäule, so trifft der Betreiber unverzüglich folgende Maßnahmen:

- a) Er unterrichtet die zuständige Behörde;
- b) er ordnet die Leckage als Stoffstrom oder Emissionsquelle der betreffenden Anlage zu;
- c) er überwacht die Emissionen und erstattet entsprechend Bericht.

Erst wenn Abhilfemaßnahmen gemäß Artikel 16 der Richtlinie 2009/31/EG getroffen wurden und keine Emissionen oder keine Abgaben aus der Leckage in die Wassersäule mehr festgestellt werden können, kann der Betreiber die betreffende Leckage als Emissionsquelle aus dem Monitoringkonzept streichen und braucht diese Emissionen nicht länger zu überwachen und darüber zu berichten.

Jeder Betreiber einer Anlage/eines Komplexes für die geologische Speicherung berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen Gesamt-CO₂-Emissionsquellen: Brennstoffeinsatz in Verdichteranlagen und andere Feuerungstätigkeiten einschließlich in Kraftwerken der Speicherstätte; Ablassen aus der Injektion oder der tertiären Kohlenwasserstoffförderung; diffuse Emissionen aus der Injektion; austretendes CO₂ aus der tertiären Kohlenwasserstoffförderung; Leckagen.

B. Quantifizierung von CO₂-Emissionen

Der Betreiber einer geologischen Speicherstätte/eines geologischen Speicherkomplexes rechnet zu seiner errechneten Emissionsmenge kein CO₂ hinzu, das ihm von einer anderen Anlage zugeleitet wird, und zieht von seiner errechneten Emissionsmenge kein CO₂ ab, das in der Speicherstätte geologisch gespeichert oder an eine andere Anlage weitergeleitet wird. Der Betreiber überwacht die Emissionen aus funktional mit dem Speicherkomplex verbundenen Nebenanlagen gemäß den Bestimmungen in Anhang IV Abschnitt 22 dieser Verordnung.

B.1 Abgelassene und diffuse Emissionen aus der Injektion

Der Betreiber bestimmt abgelassene und diffuse Emissionen nach folgender Formel:

$$\text{Emittiertes CO}_2 \text{ [t CO}_2 \text{]} = A \text{ CO}_2 \text{ [t CO}_2 \text{]} + D \text{ CO}_2 \text{ [t CO}_2 \text{]}$$

Dabei ist:

A CO₂ = die Menge abgelassenes CO₂

D CO₂ = die Menge CO₂ aus diffusen Emissionen

Jeder Betreiber bestimmt A CO₂ entweder auf der Grundlage eines oder mehrerer

Stoffströme anhand einer Massenbilanzmethodik gemäß Artikel 25 oder unter Verwendung einer auf Messung beruhenden Methodik gemäß den Artikeln 41 bis 46 dieser Verordnung. Abweichend davon und mit Genehmigung der zuständigen Behörde kann der Betreiber eine auf den Best-Practice-Leitlinien der Industrie beruhende geeignete Methodik für die Bestimmung von A CO₂ ins Monitoringkonzept aufnehmen, wenn die Anwendung der im ersten Satz genannten Überwachungsmethodiken unverhältnismäßige Kosten verursachen würde oder der Betreiber nachweisen kann, dass es die auf den bewährten Verfahren der Industrie beruhende Methodik ermöglicht, die Mengen mit mindestens derselben Präzision zu bestimmen wie auf Messung beruhende Methodiken.

Der Betreiber betrachtet D CO₂ als eine Quelle, d. h. die Unsicherheitsanforderungen für die Ebenen gemäß Anhang VIII Abschnitt 1 gelten für den Gesamtwert und nicht für die einzelnen Emissionsstellen. Jeder Betreiber sieht im Monitoringkonzept eine Untersuchung potenzieller Quellen diffuser Emissionen sowie eine hinreichend dokumentierte Methodik für die Berechnung oder Messung der Menge D CO₂ vor, die auf den Best-Practice-Leitlinien der Industrie beruht. Für die Bestimmung von D CO₂ kann der Betreiber Daten verwenden, die gemäß den Artikeln 32 bis 35 und Anhang II Abschnitt 1.1 Buchstaben e bis h der Richtlinie 2009/31/EG für die Injektionsanlage erhoben wurden, sofern sie den Vorschriften der vorliegenden Verordnung genügen.

B.2 Abgelassene und diffuse Emissionen aus der tertiären Förderung von Kohlenwasserstoffen

Jeder Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen zusätzlichen Quellen von Emissionen aus der tertiären Kohlenwasserstoffförderung:

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

Jeder Betreiber bestimmt diffuse Emissionen oder abgelassenes CO₂ gemäß Unterabschnitt B.1 dieses Abschnitts.

Jeder Betreiber bestimmt Emissionen aus dem Fackelkopf gemäß Abschnitt 1 Unterabschnitt D; er berücksichtigt dabei potenzielles inhärentes CO₂ im Fackelgas gemäß Artikel 48.

B.3 Leckage aus dem Speicherkomplex

Emissionen und Abgaben in die Wassersäule werden wie folgt quantifiziert:

$$\text{Emittiertes CO}_2 [\text{t CO}_2] = \sum_{T_{\text{Start}}}^{T_{\text{End}}} L \text{ CO}_2 [\text{t CO}_2/T]$$

Dabei ist:

$L \text{ CO}_2$ = die Masse des wegen der Leckage emittierten oder abgegebenen CO₂ pro Kalendertag, wobei

- a) der betreffende Betreiber für jeden Kalendertag, für den die Leckage überwacht wird, $L \text{ CO}_2$ als Durchschnittswert der pro Stunde ausgetretenen Masse (t CO₂/h), multipliziert mit 24, berechnet;
- b) der Betreiber die pro Stunde ausgetretene Masse nach den Bestimmungen des genehmigten Monitoringkonzepts für die Speicherstätte und die Leckage bestimmt;
- c) der Betreiber für jeden Kalendertag vor Überwachungsbeginn die pro Tag ausgetretene Masse der Masse gleichsetzt, die am ersten Überwachungstag ausgetreten ist, wobei sicherzustellen ist, dass der Wert nicht unterschätzt wird;

T_{Start} = der späteste der folgenden Zeitpunkte:

- a) der letzte Zeitpunkt, an dem keine Emissionen oder Abgaben von CO₂ 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 Behörde nachgewiesen wird, dass die Emission oder die Abgabe in die Wassersäule nicht vor diesem Zeitpunkt begonnen haben kann;

T_{End} = der Zeitpunkt, an dem Abhilfemaßnahmen gemäß Artikel 16 der Richtlinie 2009/31/EG getroffen wurden und keine Emissionen oder Abgaben von CO₂ in die Wassersäule mehr festgestellt werden können.

Die zuständige Behörde genehmigt und gestattet die Anwendung anderer Methoden

zur Quantifizierung von leakagebedingten Emissionen oder Abgaben von CO₂ in die Wassersäule, wenn der Betreiber der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass diese Methoden genauer sind als die in diesem Unterabschnitt vorgegebene Methodik.

Der Betreiber quantifiziert die Menge der im Berichtszeitraum aus dem Speicherkomplex ausgetretenen Emissionen für jedes Leckageereignis mit einer Gesamtunsicherheit von höchstens 7,5 %. Übersteigt die Gesamtunsicherheit des angewandten Quantifizierungsverfahrens 7,5 %, so nimmt der Betreiber folgende Anpassung vor:

$$\text{CO}_{2,\text{gemeldet}} [\text{t CO}_2] = \text{CO}_{2,\text{quantifiziert}} [\text{t CO}_2] \times (1 + (\text{Unsicherheit}_{\text{System}} [\%]/100) - 0,075)$$

Dabei ist:

CO₂ gemeldet = die in den Jahresemissionsbericht für das betreffende Leckageereignis einzubeziehende Menge CO₂.

CO₂quantifiziert = die Menge CO₂, die durch das für das betreffende Leckageereignis angewandte Quantifizierungsverfahren bestimmt wurde.

Unsicherheits_{System} = der Grad an Unsicherheit, der mit der für das betreffende Leckageereignis angewandten Quantifizierungsmethodik assoziiert wird.

Anhang V Mindestebenenanforderungen für auf Berechnung beruhende Methodiken bei Anlagen der Kategorie A im Sinne von Artikel 19 Absatz 2 Buchstabe a und Unternehmen der Kategorie A im Sinne von Artikel 75e Absatz 2 Buchstabe a sowie Berechnungsfaktoren für kommerzielle Standardbrennstoffe, die von Anlagen der Kategorien B und C im Sinne von Artikel 19 Absatz 2 Buchstaben b und c und Unternehmen der Kategorie B im Sinne von Artikel 75e Absatz 2 Buchstabe b verwendet werden

Tabelle 1 Mindestebenen für auf Berechnung beruhende Methodiken bei Anlagen der Kategorie A und im Falle von Berechnungsfaktoren für kommerzielle Standardbrennstoffe für alle Anlagen gemäß Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe a.

Tätigkeit/Stoffstromtyp	Tätigkeitsdaten		Emissionsfaktor (*)	Zusammensetzungsdaten (Kohlenstoffgehalt) (*)	Oxidationsfaktor	Umsetzungsfaktor
	Menge Brennstoff bzw. Material	Unterer Heizwert (Hu)				
Verbrennung von Brennstoffen						
Kommerzielle Standardbrennstoffe	2	2a/2b	2a/2b	entfällt	1	entfällt
Andere gasförmige u. flüssige Brennstoffe	2	2a/2b	2a/2b	entfällt	1	entfällt
Feste Brennstoffe, ohne Abfälle	1	2a/2b	2a/2b	entfällt	1	entfällt
Abfälle	1	2a/2b	2a/2b	entfällt	1	entfällt
Massenbilanzmethodik für Gasaufbereitungsstationen	1	entfällt	entfällt	1	entfällt	entfällt
Fackeln	1	entfällt	1	entfällt	1	entfällt
Abgaswäsche (Karbonat)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Abgaswäsche (Gips)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Abgaswäsche (Harnstoff)	1	1	1	entfällt	1	entfällt
Raffination von Öl						
Regeneration von katalytischen Crackern	1	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt
Herstellung von Koks						
Massenbilanz	1	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt
Brennstoff als Prozess-Input	1	2	2	entfällt	entfällt	entfällt
Röstung oder Sinterung von Metallerz						
Massenbilanz	1	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt
Karbonat-Input	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Herstellung von Roheisen oder Stahl						

Tätigkeit/Stoffstromtyp	Tätigkeitsdaten		Emissionsfaktor (*)	Zusammensetzungsdaten (Kohlenstoffgehalt) (*)	Oxidationsfaktor	Umsetzungsfaktor
	Menge Brennstoff bzw. Material	Unterer Heizwert (Hu)				
Massenbilanz	1	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt
Brennstoff als Prozess-Input	1	2a/2b	2	entfällt	entfällt	entfällt
Herstellung oder Verarbeitung von Eisen- und Nichteisenmetallen einschließlich Sekundäraluminium						
Massenbilanz	1	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt
Prozessemissionen	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Herstellung von Primäraluminium oder Aluminiumoxid						
Massenbilanz für CO ₂ -Emissionen	1	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt
PFC-Emissionen (Steigungsmethode)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	entfällt
PFC-Emissionen (Überspannungsmethode)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	entfällt
Herstellung von Zementklinker						
Auf Basis des Ofen-Inputs (Methode A)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Klinker-Output (Methode B)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Zementofenstaub (CKD)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	entfällt
Input von nichtkarbonatischem Kohlenstoff	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Herstellung von Kalk oder Brennen von Dolomit oder Magnesit						
Karbonate (Methode A)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Sonstige Prozess-Inputs	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Erdalkalimetalloxid (Methode B)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Herstellung von Glas und Mineralwolle						
Karbonat-Inputs	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	entfällt
Sonstige Prozess-Inputs	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Herstellung von keramischen Erzeugnissen						
Kohlenstoff-Inputs (Methode A)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Sonstige Prozess-Inputs	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Alkalimetalloxid (Methode B)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Abgaswäsche	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	entfällt
Herstellung von Gips und Gipskartonplatten: siehe Verbrennung von Brennstoffen						
Herstellung von Zellstoff und Papier						
Ergänzungskemikalien	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	entfällt

Tätigkeit/Stoffstromtyp	Tätigkeitsdaten		Emissionsfaktor (*)	Zusammensetzungsdaten (Kohlenstoffgehalt) (*)	Oxidationsfaktor	Umsetzungsfaktor
	Menge Brennstoff bzw. Material	Unterer Heizwert (Hu)				
Herstellung von Industrieruß						
Massenbilanzmethodik	1	entfällt	entfällt	1	entfällt	entfällt
Herstellung von Ammoniak						
Brennstoff als Prozess-Input	2	2a/2b	2a/2b	entfällt	entfällt	entfällt
Herstellung von organischen Grundchemikalien						
Massenbilanz	1	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt
Herstellung von Wasserstoff und Synthesegas						
Brennstoff als Prozess-Input	2	2a/2b	2a/2b	entfällt	entfällt	entfällt
Massenbilanz	1	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt
Herstellung von Soda und Natriumbicarbonat						
Massenbilanz	1	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt
Abscheidung, Weiterleitung und geologische Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG genehmigten Speicherstätte						
Massenbilanz von weitergeleitetem CO ₂	2	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt
CO ₂ -Ablassen, -Leckagen und diffuse Emissionen	2	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt

(*) Die Ebenen für den Emissionsfaktor beziehen sich auf den vorläufigen Emissionsfaktor; Kohlenstoffgehalt bezieht sich auf den Gesamtkohlenstoffgehalt. Bei Materialgemischen ist der Biomasseanteil getrennt zu bestimmen. Im Einklang mit Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe a ist die Ebene 1 die Mindestebene für den Biomasseanteil bei Anlagen der Kategorie A und bei kommerziellen Standardbrennstoffen für alle Anlagen.

Tabelle 2 Mindestebenen für auf Berechnung beruhende Methodiken bei Unternehmen der Kategorie A und Berechnungsfaktoren für kommerzielle Standardbrennstoffe für beaufsichtigte Unternehmen gemäß Artikel 75e Absatz 2 Buchstabe a

Art des Brennstoffstroms	In den steuerrechtlich freien Verkehr überführte Brennstoffmenge	Einheitenumrechnungsfaktor	Emissionsfaktor ⁽¹⁾
Kommerzielle Standardbrennstoffe	2	2a/2b	2a/2b
Andere gasförmige u. flüssige Brennstoffe	2	2a/2b	2a/2b
Feste Brennstoffe	1	2a/2b	2a/2b

⁽¹⁾ Die Ebenen für den Emissionsfaktor beziehen sich auf den vorläufigen Emissionsfaktor. Bei Materialgemischen wird der Biomasseanteil getrennt bestimmt. Ebene 1 ist die Mindestebene, die für den Biomasseanteil bei Unternehmen der Kategorie A und bei kommerziellen Standardbrennstoffen für alle beaufsichtigten Unternehmen gemäß Artikel 75e Absatz 2 Buchstabe a anzuwenden ist.

Anhang VI Referenzwerte für Berechnungsfaktoren (Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe a)

1. Brennstoffemissionsfaktoren, bezogen auf den unteren Heizwert (Hu)

Tabelle 1 Brennstoffemissionsfaktoren, bezogen auf den unteren Heizwert (Hu), und untere Heizwerte je Brennstoffmasse

Brennstofftyp	Emissionsfaktor (t CO ₂ /TJ)	Unterer Heizwert(Hu) (TJ/Gg)	Quelle
Rohöl	73,3	42,3	IPCC GL 2006
Orimulsion	77,0	27,5	IPCC GL 2006
Flüssigerdgas	64,2	44,2	IPCC GL 2006
Motorenbenzin	69,3	44,3	IPCC GL 2006
Petroleum	71,9	43,8	IPCC GL 2006
Schieferöl	73,3	38,1	IPCC GL 2006
Gas/Dieselmotorkraftstoff	74,1	43,0	IPCC GL 2006
Rückstandsöl	77,4	40,4	IPCC GL 2006
Verflüssigtes Erdgas	63,1	47,3	IPCC GL 2006
Ethan	61,6	46,4	IPCC GL 2006
Naphta	73,3	44,5	IPCC GL 2006
Bitumen	80,7	40,2	IPCC GL 2006
Schmierstoffe	73,3	40,2	IPCC GL 2006
Petrolkoks	97,5	32,5	IPCC GL 2006
Raffinerieeinsatzmaterial	73,3	43,0	IPCC GL 2006
Raffineriegas	57,6	49,5	IPCC GL 2006
Paraffinwachse	73,3	40,2	IPCC GL 2006
Raffinerie-Halbfertigerzeugnisse (White Spirit u. SBP)	73,3	40,2	IPCC GL 2006
Andere Erdölerzeugnisse	73,3	40,2	IPCC GL 2006
Anthrazit	98,3	26,7	IPCC GL 2006
Kokskohle	94,6	28,2	IPCC GL 2006
Sonstige bituminöse Kohle	94,6	25,8	IPCC GL 2006
Subbituminöse Kohle	96,1	18,9	IPCC GL 2006
Braunkohle	101,0	11,9	IPCC GL 2006
Ölschiefer und Teersand	107,0	8,9	IPCC GL 2006
Steinkohlenbriketts	97,5	20,7	IPCC GL 2006
Kokereikoks u. Braunkohlenkoks	107,0	28,2	IPCC GL 2006

Brennstofftyp	Emissionsfaktor (t CO ₂ /TJ)	Unterer Heizwert(Hu) (TJ/Gg)	Quelle
Gaskoks	107,0	28,2	IPCC GL 2006
Kohlenteer	80,7	28,0	IPCC GL 2006
Ortsgas	44,4	38,7	IPCC GL 2006
Kokereigas	44,4	38,7	IPCC GL 2006
Gichtgas	260	2,47	IPCC GL 2006
Konvertergas	182	7,06	IPCC GL 2006
Erdgas	56,1	48,0	IPCC GL 2006
Industrieabfälle	143	entfällt	IPCC GL 2006
Altöle	73,3	40,2	IPCC GL 2006
Torf	106,0	9,76	IPCC GL 2006
Holz/Holzabfälle	—	15,6	IPCC GL 2006
Andere primäre feste Biomasse	—	11,6	IPCC GL 2006 (nur Hu)
Holzkohle	—	29,5	IPCC GL 2006 (nur Hu)
Biobenzin	—	27,0	IPCC GL 2006 (nur Hu)
Biodiesel	—	27,0	IPCC GL 2006 (nur Hu)
Andere flüssige Biokraftstoffe	—	27,4	IPCC GL 2006 (nur Hu)
Deponiegas	—	50,4	IPCC GL 2006 (nur Hu)
Klärgas	—	50,4	IPCC GL 2006 (nur Hu)
Sonstige Biogase	—	50,4	IPCC GL 2006 (nur Hu)
Altreifen	85,0 ⁽¹⁾	entfällt	WBCSD CSI
Siedlungsabfälle (Nicht-Biomasseanteil)	91,7	entfällt	IPCC GL 2006
Kohlenmonoxid	155,2 ⁽²⁾	10,1	Falbe und M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995
Methan	54,9 ⁽³⁾	50,0	Falbe und M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995

(1) Dieser Wert ist der vorläufige Emissionsfaktor, d. h. gegebenenfalls vor Anwendung eines Biomasse-Anteils.

(2) Auf Basis eines Hu von 10,12 TJ/t

(3) Auf Basis eines Hu von 50,01 TJ/t

2. Emissionsfaktoren, bezogen auf Prozessemissionen

Tabelle 2 Stöchiometrischer Emissionsfaktor für Prozessemissionen aus der Karbonatzersetzung (Methode A)

Karbonat	Emissionsfaktor (t CO ₂ /t Karbonat)
CaCO ₃	0,440
MgCO ₃	0,522
Na ₂ CO ₃	0,415
BaCO ₃	0,223
Li ₂ CO ₃	0,596
K ₂ CO ₃	0,318
SrCO ₃	0,298
NaHCO ₃	0,524
FeCO ₃	0,380
Allgemeines	$\text{Emissionsfaktor} = \frac{M(\text{CO}_2)}{\{Y \times M(x) + Z \times [M(\text{CO}_3^{2-})]\}}$ <p>X = Metall M(x) = Molekulargewicht von X in [g/mol] M(CO₂) = Molekulargewicht von CO₂ [g/mol] M(CO₃²⁻) = Molekulargewicht von CO₃²⁻ [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X Z = stöchiometrische Zahl von CO₃²⁻</p>

Tabelle 3 Stöchiometrischer Emissionsfaktor für Prozessemissionen aus der Karbonatzersetzung auf Basis von Erdalkalioxiden (Methode B)

Oxid	Emissionsfaktor (t CO ₂ /t Oxid)
CaO	0,785
MgO	1,092
BaO	0,287
Allgemeines X _Y O _Z	$\text{Emissionsfaktor} = \frac{M(\text{CO}_2)}{\{Y \times [M(x)] + Z \times [M(\text{O})]\}}$ <p>X = Erdalkali- oder Alkalimetall M(x) = Molekulargewicht von X in [g/mol] M(CO₂) = Molekulargewicht von CO₂ [g/mol] M(O) = Molekulargewicht von O [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl von O = 1</p>

Tabelle 4 Emissionsfaktoren für Prozessemissionen aus anderen Prozessmaterialien (Eisen- und Stahlproduktion und Verarbeitung von Eisenmetallen)²⁹

Input- oder Output-Material	Kohlenstoffgehalt (t C/t)	Emissionsfaktor (t CO ₂ /t)
Direktreduziertes Eisen (DRI)	0,0191	0,07
LBO-Kohle-Elektroden	0,8188	3,00
LBO-Beschickungs-Kohlenstoff	0,8297	3,04
Heißgepresstes Eisen	0,0191	0,07
Konvertergas	0,3493	1,28
Petrolkoks	0,8706	3,19
Roheisen	0,0409	0,15
Eisen/Eisenschrott	0,0409	0,15
Stahl/Stahlschrott	0,0109	0,04

Tabelle 5 Stöchiometrische Emissionsfaktoren für Prozessemissionen aus anderen Prozessmaterialien (organische Grundchemikalien)³⁰

Stoff	Kohlenstoffgehalt (t C/t)	Emissionsfaktor (t CO ₂ / t)
Acetonitril	0,5852	2,144
Acrylnitril	0,6664	2,442
Butadien	0,888	3,254
Industrieruß	0,97	3,554
Ethen	0,856	3,136
Ethylendichlorid	0,245	0,898
Ethylenglycol	0,387	1,418
Ethylenoxid	0,545	1,997
Blausäure	0,4444	1,628
Methanol	0,375	1,374
Methan	0,749	2,744
Propan	0,817	2,993
Propen	0,8563	3,137
Vinylchloridmonomer (VCM)	0,384	1,407

²⁹ IPCC-Leitlinien 2006 für Nationale Treibhausgasinventare.

³⁰ IPCC-Leitlinien 2006 für Nationale Treibhausgasinventare.

3. Treibhauspotenziale anderer Treibhausgase als Co2

Tabelle 6 Treibhauspotenziale

Gas	Treibhauspotenzial
N ₂ O	265 t CO ₂ -Äq/ t N ₂ O
CF ₄	6 630 t CO ₂ -Äq/ t CF ₄
C ₂ F ₆	11 100 t CO ₂ -Äq/ t C ₂ F ₆

Anhang VII Mindesthäufigkeit der Analysen (Artikel 35)

Brennstoff/Material	Mindesthäufigkeit der Analysen
Erdgas	Mindestens wöchentlich
Weitergeleitetes CO ₂	Mindestens wöchentlich
Abgas für die Zwecke von Artikel 43 Absatz 4	Alle 50 000 Tonnen CO ₂ -Gesamtemissionen, aber mindestens einmal im Monat
Andere Gase, insbesondere Synthesegas und Prozessgase wie Raffineriemischgas, Kokereigas, Gichtgas, Konvertergas, Ölfeldgas und Gasfeldgas	Mindestens täglich - nach geeigneten Verfahren zu unterschiedlichen Tageszeiten
Heizöl (z. B. leichtes, mittelschweres, schweres Heizöl, Bitumen)	Alle 20 000 Tonnen Brennstoff und mindestens sechsmal jährlich
Kohle, Kokskohle, Petrolkoks, Torf	Alle 20 000 Tonnen Brennstoff/Material und mindestens sechsmal jährlich
Andere Brennstoffe	Alle 10 000 Tonnen Brennstoff und mindestens viermal jährlich
Unbehandelte feste Abfälle (rein fossil oder gemischt Biomasse/fossil)	Alle 5 000 Tonnen Abfall und mindestens viermal jährlich
Flüssige Abfälle, vorbehandelte feste Abfälle	Alle 10 000 Tonnen Abfall und mindestens viermal jährlich
Karbonatminerale (einschließlich Kalkstein und Dolomit)	Alle 50 000 Tonnen Material und mindestens viermal jährlich
Tone und Schiefer	Rohstoffmenge, die 50 000 Tonnen CO ₂ entspricht, und mindestens viermal jährlich
Andere Materialien (Primär-, Zwischen- und Endprodukt)	Je nach Materialart und Variation: Materialmenge, die 50 000 Tonnen CO ₂ entspricht, und mindestens viermal jährlich

Anhang VIII Auf Messung beruhende Methodiken (Artikel 41)

1. Ebenen für auf Messung beruhende Methodiken

Auf Messung beruhende Methodiken werden im Einklang mit Ebenen genehmigt, für die in Bezug auf das nach der Gleichung 2 in Abschnitt 3 berechnete Jahresmittel der Stundenemissionen die folgenden höchstzulässigen Unsicherheiten gelten.

Tabelle 1 Ebenen für Systeme zur kontinuierlichen Emissionsmessung (höchstzulässige Unsicherheit je Ebene)

Im Falle von CO₂ ist die Unsicherheit auf die insgesamt gemessene Menge CO₂ zu beziehen. Wird der Biomasse Anteil nach einer auf Messung beruhenden Methodik bestimmt, gelten für den Biomasse-Anteil die für CO₂ festgelegten Ebenen.

	Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3	Ebene 4
CO ₂ -Emissionsquellen	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %
N ₂ O-Emissionsquellen	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	entfällt
CO ₂ -Weiterleitung	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %

2. Mindestebenenanforderungen für Anlagen der Kategorie A

Tabelle 2 Mindestebenen, die Anlagen der Kategorie A bei auf Messung beruhenden Methodiken gemäß Artikel 41 Absatz 1 Buchstabe a anwenden müssen

Treibhausgas	Vorgeschriebene Mindestebene
CO ₂	2
N ₂ O	2

3. Bestimmung von THG anhand von auf Messung beruhenden Methodiken

Gleichung 1: Berechnung der Jahresemissionen gemäß Artikel 43 Absatz 1:

$$THG - Em_{insg.} [t] = \sum_{i=1}^{Betriebsstdn.} THG - Konz_{stündlich,i} \cdot V_{stündlich,i} \cdot 10^{-6} [t/g]$$

Gleichung 2: Bestimmung des Stundenmittelwerts der Emissionen:

$$THG - Em_{Mittelwert} \left[\frac{kg}{Std.} \right] = \frac{THG - Em_{insg.}}{Betriebsstdn.} \cdot 10^3 [kg/t]$$

Gleichung 2a: Bestimmung des Stundenmittelwerts der THG-Konzentrationen für die Berichterstattung gemäß Anhang X Abschnitt 1 Nummer 9 Buchstabe b:

$$THG - Konz_{Mittelwert} [g/Nm^3] = \frac{THG - Em_{insg.}}{\sum_{i=1}^{Betriebsstdn.} V_{stündlich,i}} \cdot 10^6 [g/t]$$

Gleichung 2b: Bestimmung des Stundenmittelwerts des Abgasstroms für die Berichterstattung gemäß Anhang X Abschnitt 1 Nummer 9 Buchstabe b:

$$Strom_{Mittelwert} [Nm^3/Std.] = \frac{\sum_{i=1}^{Betr.-Stunden} V_{stündlich,i}}{Betriebsstdn.}$$

Gleichung 2c: Bestimmung der Jahresemissionen für die Erstellung des Jahresemissionsberichts gemäß Anhang X Abschnitt 1 Nummer 9 Buchstabe b:

$$THG - Em_{insg.} [t] = THG - Konz_{Mittelwert} \cdot Strom_{Mittelwert} \cdot Betriebsstdn. \cdot 10^{-6} [t/g]$$

In den Gleichungen 1 bis 2c werden folgende Kurzformen verwendet:

Der Index i bezieht sich auf die einzelne Betriebsstunde. Verwendet ein Anlagenbetreiber im Einklang mit Artikel 44 Absatz 1 kürzere Bezugszeiträume, so wird anstelle von Stunden dieser Bezugszeitraum für die Berechnung herangezogen.

THG-Em_{insg} = jährliche THG-Gesamtemissionen in Tonnen

THG-Konz_{stündlich} = die stündlichen THG-Emissionskonzentrationen (g/Nm³) im Abgasstrom, gemessen während des Betriebs der Anlage für die Stunde i;

V_{stündlich,i} = Abgasvolumen in Nm³ für die Stunde i (d. h. integrierter Durchfluss in einer Stunde oder einem kürzeren Bezugszeitraum):

THG-Em_{Mittelwert} = Jahresmittel der Stundenemissionen (kg/h) aus der betreffenden Quelle;

Betriebsstdn. = Gesamtzahl der Stunden, während deren die auf Messung beruhende Methodik angewandt wird, einschließlich der Stunden, für die im Einklang mit Artikel 45 Absätze 2 bis 4 Ersatzwerte herangezogen wurden.

THG Konz_{Mittelwert} = Jahresmittel der stündlichen THG-Emissionskonzentrationen in g/Nm³;

Strom_{Mittelwert} = Jahresmittel des Abgasstroms in Nm³/h.

4. Berechnung der Konzentration durch indirekte Konzentrationsmessung

Gleichung 3: Berechnung der Konzentration

$$\text{THG — Konzentration [\%]} = 100\% - \sum_i \text{Konzentration der Komponente } i \text{ [\%]}$$

5. Ersatzwerte für fehlende Konzentrationsdaten bei auf Messung beruhenden Methodiken

Gleichung 4: Ersatzwerte für fehlende Daten bei auf Messung beruhenden Methodiken

$$C_{\text{Stoff}}^* = \bar{C} + 2\sigma_{C-}$$

Dabei ist:

\bar{C} = der arithmetische Mittelwert der Konzentration des spezifischen Parameters während des gesamten Berichtszeitraums oder, sofern beim Datenverlust spezifische Bedingungen Anwendung fanden, während eines angemessenen Zeitraums, der diesen Bedingungen Rechnung trägt;

σ_{C-} = der beste Schätzwert der Standardabweichung der Konzentration des spezifischen Parameters während des gesamten Berichtszeitraums oder, sofern beim Datenverlust spezifische Bedingungen Anwendung fanden, während eines angemessenen Zeitraums, der diesen Bedingungen Rechnung trägt.

Anhang IX Aufzubewahrende Mindestdaten und -Informationen gemäß Artikel 67 Absatz 1

Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber sowie beaufsichtigte Unternehmen müssen mindestens folgende Angaben aufbewahren:

1. Gemeinsame Angaben für Anlagen, Luftfahrzeugbetreiber und beaufsichtigte Unternehmen

1. Das von der zuständigen Behörde genehmigte Monitoringkonzept;
2. Dokumente, die die Wahl der Überwachungsmethodik begründen, sowie Dokumente, die zeitlich begrenzte bzw. dauerhafte Änderungen von Überwachungsmethodiken und gegebenenfalls Ebenen begründen, die von der zuständigen Behörde genehmigt wurden;

3. alle relevanten Aktualisierungen des Monitoringkonzepts, die der zuständigen Behörde gemäß Artikel 15 mitgeteilt wurden, sowie die Antworten der zuständigen Behörde;
4. alle im Monitoringkonzept genannten schriftlichen Verfahren, einschließlich des Probenahmeplans (soweit relevant), sowie die Verfahren für Datenflussaktivitäten und die Verfahren für Kontrollaktivitäten;
5. eine Liste aller verwendeten Fassungen des Monitoringkonzepts sowie aller damit zusammenhängenden Verfahren;
6. Dokumente über die im Zusammenhang mit der Überwachung und Berichterstattung festgelegten Zuständigkeiten;
7. gegebenenfalls die vom Anlagen- oder Luftfahrzeugbetreiber oder dem beaufsichtigten Unternehmen vorgenommene Risikobewertung;
8. die Berichte über Verbesserungen der Überwachungsmethodik gemäß Artikel 69;
9. den geprüften Jahresemissionsbericht;
10. den Prüfbericht;
11. alle anderen Informationen, die für die Prüfung des Jahresemissionsberichts erforderlich sind.

2. Spezifische Angaben für ortsfeste Anlagen

1. Die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen und alle etwaigen Aktualisierungen dieser Genehmigung;
2. gegebenenfalls etwaige Unsicherheitsbewertungen;
3. sofern Anlagen auf Berechnung beruhende Methodiken anwenden:
 - a) die Tätigkeitsdaten, die für die Berechnung der Emissionen aus den einzelnen Stoffströmen herangezogen wurden, aufgeschlüsselt nach Prozessen und Brennstoff-/Materialarten;
 - b) gegebenenfalls eine Liste aller als Berechnungsfaktoren verwendeten Standardwerte;
 - c) die vollständigen Probenahme- und Analyseergebnisse für die Bestimmung von Berechnungsfaktoren;

- d) Dokumente über alle korrigierten unwirksamen Verfahren und die getroffenen Korrekturmaßnahmen gemäß Artikel 64;
 - e) etwaige Ergebnisse der Kalibrierung und Wartung von Messinstrumenten;
4. sofern Anlagen auf Messung beruhende Methodiken anwenden, zusätzlich die folgenden Angaben:
- a) Dokumente, die die Wahl der auf Messung beruhenden Methodik begründen;
 - b) die Daten, die für die Unsicherheitsanalyse der Emissionen aus den einzelnen Quellen herangezogen wurden, aufgeschlüsselt nach Prozessen;
 - c) die Daten, die für die flankierenden Berechnungen herangezogen wurden, und die Berechnungsergebnisse;
 - d) eine detaillierte technische Beschreibung des Systems zur kontinuierlichen Messung, einschließlich Nachweisdokumenten über die Genehmigung durch die zuständige Behörde;
 - e) Rohdaten und aggregierte Daten aus dem System zur kontinuierlichen Messung, einschließlich Dokumenten über Veränderungen im Zeitverlauf, Testprotokolle, Stillstandzeiten, Kalibrierungen, Service- und Wartungsarbeiten;
 - f) Dokumente über etwaige Änderungen am System zur kontinuierlichen Messung;
 - g) etwaige Ergebnisse der Kalibrierung und Wartung von Messinstrumenten;
 - h) gegebenenfalls das zur Bestimmung von Ersatzdaten gemäß Artikel 45 Absatz 4 angewandte Massen- oder Energiebilanzmodell und die zugrunde liegenden Hypothesen;
5. sofern eine Fall-back-Methodik gemäß Artikel 22 angewandt wird: alle erforderlichen Daten für die Bestimmung der Emissionen aus Quellen und Stoffströmen, auf die diese Methodik angewendet wird, sowie Proxywerte für Tätigkeitsdaten, Berechnungsfaktoren und andere Parameter, die nach einer Ebenenmethodik gemeldet würden;

6. bei Herstellung von Primäraluminium oder Aluminiumoxid zusätzlich die folgenden Angaben:
 - a) Dokumente über die Ergebnisse von Messkampagnen zur Bestimmung der anlagenspezifischen Emissionsfaktoren für CF_4 und C_2F_6 ;
 - b) Dokumente über die Ergebnisse der Bestimmung der Abscheideleistung für diffuse Emissionen;
 - c) alle relevanten Daten über die Herstellung von Primäraluminium, die Häufigkeit und Dauer der Anodeneffekte oder Überspannungswerte;
7. bei Abscheidung, Transport und geologischer Speicherung von CO_2 gegebenenfalls zusätzlich die folgenden Angaben:
 - a) Dokumente über die Menge CO_2 , die Anlagen zur geologischen Speicherung von CO_2 in den Speicherkomplex injiziert haben;
 - b) repräsentativ aggregierte Druck- und Temperaturdaten aus einer Transportinfrastruktur;
 - c) eine Abschrift der Speichergenehmigung, einschließlich des genehmigten Überwachungsplans gemäß Artikel 9 der Richtlinie 2009/31/EG;
 - d) die Berichte gemäß Artikel 14 der Richtlinie 2009/31/EG;
 - e) die Berichte über die Ergebnisse der Inspektionen gemäß Artikel 15 der Richtlinie 2009/31/EG;
 - f) Dokumente über Abhilfemaßnahmen, die gemäß Artikel 16 der Richtlinie 2009/31/EG getroffen wurden.
8. bei dauerhaft chemisch gebundenem CO_2 gegebenenfalls zusätzlich die folgenden Angaben:
 - a) Dokumente über die dauerhaft chemisch gebundene CO_2 -Menge;
 - b) die Arten von Produkten, in denen das CO_2 chemisch gebunden wurde, die davon erzeugten Mengen und die jeweiligen Verwendungszwecke der Produkte.

3. Spezifische Angaben für Luftverkehrstätigkeiten

1. Eine Liste der eigenen oder ge- oder verleasten Luftfahrzeuge und den erforderlichen Nachweis der Vollständigkeit dieser Liste; für jedes Luftfahrzeug

- das Datum, an dem es in die Luftfahrzeugflotte des Betreibers aufgenommen oder daraus entfernt wurde;
2. eine Liste der in jedem Berichtszeitraum erfassten Flüge (einschließlich der ICAO-Kennung der beiden Flugplätze) und den erforderlichen Nachweis der Vollständigkeit dieser Liste;
 3. relevante Daten, die zur Bestimmung des Treibstoffverbrauchs und der Emissionen verwendet wurden;
 4. Für die Zwecke der Überwachung von Emissionen Dokumente über die bei etwaigen Datenlücken angewandte Methodik, die Anzahl der Flüge, bei denen Datenlücken aufgetreten sind, die Daten, die bei Auftreten von Datenlücken verwendet werden, um diese zu schließen, und, wenn bei mehr als 5 % der gemeldeten Flüge Datenlücken auftreten, die Gründe für diese Datenlücken sowie die Dokumente zum Nachweis der getroffenen Abhilfemaßnahmen;
 5. für die Zwecke der Überwachung von und Berichterstattung über Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr alle vom Luftfahrzeugbetreiber gemäß Artikel 56b Absatz 2 dieser Verordnung überwachten Daten, sofern diese Daten nach der in Artikel 56a dieser Verordnung genannten Methode zur Berechnung der CO₂(Äq) je Flug verwendet werden;
 6. für die Zwecke der Überwachung von Nicht-CO₂-Effekten aus dem Luftverkehr, sofern der Luftfahrzeugbetreiber NEATS nicht nutzt, die Anzahl der Flüge, bei denen Datenlücken aufgetreten sind, und die geeigneten Standardwerte in Anhang IIIa Abschnitt 5 und Anhang IIIb dieser Verordnung, die zur Schließung der Datenlücken verwendet werden.

4. Spezifische Angaben für beaufsichtigte Unternehmen

1. Eine Liste der Brennstoffströme in den einzelnen Berichtszeiträumen und den erforderlichen Nachweis der Vollständigkeit dieser Liste, einschließlich der Kategorisierung der Brennstoffströme;
2. die Mittel, mit denen Brennstoffe im Sinne von Artikel 3 Buchstabe a) der Richtlinie 2003/87/EG in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt werden, sowie gegebenenfalls die Arten von Zwischenabnehmern, soweit dies keinen unverhältnismäßig hohen Verwaltungsaufwand verursachen würde;

3. die Art der Endverwendung (einschließlich des relevanten CRF-Codes der Endverbrauchssektoren, in denen der Brennstoff im Sinne von Artikel 3 Buchstabe a) der Richtlinie 2003/87/EG verbraucht wird) auf der verfügbaren Aggregationsebene;
4. relevante Daten für jeden Brennstoffstrom, die zur Bestimmung der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen verwendet wurden;
5. gegebenenfalls eine Liste der verwendeten Standardwerte und Berechnungsfaktoren;
6. der Anteilfaktor für jeden Brennstoffstrom, einschließlich Angabe jedes einzelnen Endverbrauchssektors und aller dieser Angabe zugrunde liegenden Daten;
7. die anzuwendenden Ebenen, einschließlich Begründung etwaiger Abweichungen von vorgeschriebenen Ebenen;
8. die vollständigen Probenahme- und Analyseergebnisse für die Bestimmung von Berechnungsfaktoren;
9. Dokumente über alle korrigierten unwirksamen Verfahren und die getroffenen Korrekturmaßnahmen gemäß Artikel 64;
10. etwaige Ergebnisse der Kalibrierung und Wartung von Messinstrumenten;
11. eine Liste der Anlagen, für die Brennstoffe im Sinne von Artikel 3 Buchstabe a) der Richtlinie 2003/87/EG in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt werden, einschließlich Name, Anschrift, Genehmigungsnummer und der an diese Anlagen gelieferten in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen, jeweils bezogen auf die Berichtszeiträume.

Anhang X Mindestinhalt der Jahresberichte (Artikel 68 Absatz 3)

1. Jahresemissionsberichte ortsfester Anlagen

Der Jahresemissionsbericht einer Anlage muss mindestens die folgenden Angaben enthalten:

1. Angaben zur Identifizierung der Anlage gemäß Anhang IV der Richtlinie 2003/87/EG und die eindeutige Genehmigungsnummer der Anlage, außer für Anlagen für die Verbrennung von Siedlungsabfällen;

2. Namen und Anschrift der für die Prüfung des Berichts zuständigen Prüfstelle;
3. Berichtsjahr;
4. Bezugsnummer und Nummer der Fassung des letzten genehmigten Monitoringkonzepts und das Datum, ab dem es anwendbar ist, sowie die Bezugsnummer und Nummer der Fassung jedes anderen Monitoringkonzepts, das für das Berichtsjahr relevant ist;
5. relevante Änderungen der Betriebsabläufe einer Anlage und von der zuständigen Behörde genehmigte Änderungen des Monitoringkonzepts sowie zeitweilige Abweichungen vom Monitoringkonzept während des Berichtszeitraums, einschließlich Angaben zu zeitweiligen oder dauerhaften Änderungen der gewählten Ebenen, der Gründe für diese Änderungen sowie Beginn der Änderungen und Beginn und Ende der zeitweiligen Änderungen;
6. zu allen Emissionsquellen und Stoffströmen mindestens folgende Angaben:
 - a) die Gesamtemissionen, in t CO₂(Äq), einschließlich CO₂ aus Biomasse-Stoffströmen, die die Kriterien von Artikel 38 Absatz 5 dieser Verordnung nicht erfüllen, oder aus RFNBO- oder RCF-Stoffströmen, die die Kriterien von Artikel 39a Absatz 3 dieser Verordnung nicht erfüllen, oder aus Stoffströmen synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe, die die Kriterien von Artikel 39a Absatz 4 dieser Verordnung nicht erfüllen;
 - b) soweit andere Treibhausgase als CO₂ emittiert werden: die Gesamtemissionen, in t;
 - c) Angaben darüber, ob gemäß Artikel 21 die auf Messung oder die auf Berechnung beruhende Methodik angewendet wurde;
 - d) die angewandten Ebenen;
 - e) Tätigkeitsdaten:
 - i) im Falle von Brennstoffen: die Brennstoffmenge (in t oder Nm³) und der untere Heizwert (GJ/t oder GJ/Nm³), separat aufgeführt,
 - ii) für alle anderen Stoffströme: die Stoffmenge, in t oder Nm³;
 - f) Emissionsfaktoren, ausgedrückt gemäß den Anforderungen in Artikel 36 Absatz 2 dieser Verordnung, Biomasseanteil, Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null, RFNBO- oder RCF-Anteil, RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null, Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brenn-

- stoffe, Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe mit Emissionsfaktor null, Oxidations- und Umsetzungsfaktoren, ausgedrückt als reine Brüche;
- g) soweit sich die Emissionsfaktoren für Brennstoffe auf Masse oder Volumen anstatt Energie beziehen: gemäß Artikel 26 Absatz 5 bestimmte Werte für den unteren Heizwert des jeweiligen Stoffstroms;
 - h) soweit es sich bei einem Stoffstrom um eine Art von Abfällen handelt: die einschlägigen Abfallcodes gemäß dem Beschluss 2014/955/EU der Kommission³¹.
7. soweit eine Massenbilanzmethodik angewandt wird: Massenstrom und Kohlenstoffgehalt für jeden Stoffstrom in die und aus der Anlage, gegebenenfalls Biomasseanteil, Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null, RFNBO- oder RCF-Anteil, RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null, Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe, Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe mit Emissionsfaktor null und unterer Heizwert;
8. mindestens folgende als „Memo-Items“ mitzuteilende Angaben:
- a) Mengen der verbrannten Biomasse und der verbrannten Biomasse mit Emissionsfaktor null oder Mengen der verbrannten RFNBOs oder RCFs und der verbrannten RFNBOs oder RCFs mit Emissionsfaktor null oder Mengen der verbrannten synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffe und der verbrannten synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffe mit Emissionsfaktor null (in TJ) bzw. der in Prozessen eingesetzten Biomasse (in t oder Nm³);
 - b) CO₂-Emissionen aus Biomasse und aus Biomasse mit Emissionsfaktor null oder Emissionen aus RFNBOs oder RCFs und aus RFNBOs oder RCFs mit Emissionsfaktor null oder Emissionen aus synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen und aus synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen mit Emissionsfaktor null (in t CO₂), soweit die Emissionen durch eine auf Messung beruhende Methodik bestimmt werden;

³¹ Beschluss 2014/955/EU der Kommission vom 18. Dezember 2014 zur Änderung der Entscheidung 2000/532/EG über ein Abfallverzeichnis gemäß der Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 370 vom 30.12.2014, S. 44).

- c) gegebenenfalls einen Proxywert für den unteren Heizwert der als Brennstoff verwendeten Stoffströme von Biomasse, von RFNBOs oder RCFs oder von synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen;
- d) Emissionen, Mengen und Energiegehalt von verbrannten Biomasse-Brennstoffen und flüssigen Biobrennstoffen oder von verbrannten RFNBOs oder RCFs oder von verbrannten synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen, in t bzw. TJ, sowie Angabe, dass diese Biomasse-Brennstoffe und flüssigen Biobrennstoffe oder RFNBOs und RCFs oder synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffe mit Emissionsfaktor null die Kriterien von Artikel 38 Absatz 5, Artikel 39a Absatz 3 oder Artikel 39a Absatz 4 dieser Verordnung erfüllen;
- e) bei Anwendung von Artikel 49 oder 50 dieser Verordnung: an eine Anlage weitergeleitetes oder von einer Anlage angenommenes CO₂ oder N₂O oder jegliches CO₂ im Transit, in t CO₂(Äq);
- f) bei Anwendung von Artikel 48: an eine Anlage weitergeleitetes oder von einer Anlage angenommenes inhärentes CO₂, in t CO₂;
- g) gegebenenfalls im Einklang mit den gemäß Artikel 19 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG erlassenen Rechtsakten anerkannter Name bzw. anerkannte Kennung
 - i) der Anlagen, an die CO₂ oder N₂O gemäß Nummer 8 Buchstaben e und f weitergeleitet wird,
 - ii) der Anlagen, von denen CO₂ oder N₂O gemäß Nummer 8 Buchstaben e und f angenommen wird.

Hat die Anlagen keine Kennung, so sind der Name und die Anschrift der Anlage sowie die einschlägigen Kontaktdaten einer Kontaktperson anzugeben;

- h) weitergeleitetes CO₂ aus Biomasse, in t CO₂;
- i) die chemisch in einem Produkt gebundene Menge CO₂ gemäß Artikel 49a Absatz 1 dieser Verordnung (in t CO₂);
- j) die Arten und Mengen der hergestellten Produkte, in denen CO₂ gemäß Artikel 49a Absatz 1 dieser Verordnung chemisch gebunden wurde (in t des Produkts);

9. bei Anwendung einer Messmethodik:
 - a) soweit CO₂ als fossile CO₂-Jahresemissionen gemessen wird: die CO₂-Jahresemissionen aus der Verwendung von Biomasse;
 - b) die Betriebsstunden des Systems der kontinuierlichen Emissionsmessung, die gemessenen Treibhausgaskonzentrationen und der Abgasstrom, ausgedrückt als jährlicher Stundenmittelwert bzw. als Jahresgesamtwert;
 - c) gegebenenfalls ein Proxywert für den Energiegehalt aus fossilen Brennstoffen und Materialien sowie aus als Brennstoff und Werkstoff verwendeter Biomasse sowie aus RFNBOs oder RCFs oder synthetischen kohlenstoffarmen Kraftstoffen.
10. bei Anwendung einer Methodik gemäß Artikel 22: alle erforderlichen Daten zur Bestimmung der Emissionen aus den Emissionsquellen und Stoffströmen, für die diese Methodik gilt, sowie Proxywerte für Tätigkeitsdaten, Berechnungsfaktoren und andere Parameter, die im Rahmen einer Ebenenmethodik gemeldet würden;
11. bei Datenlücken, die durch Ersatzdaten im Sinne von Artikel 66 Absatz 1 geschlossen wurden:
 - a) Stoffstrom oder Emissionsquelle, die von der Datenlücke betroffen sind;
 - b) Gründe für die jeweilige Datenlücke;
 - c) Anfangs- und Enddatum der jeweiligen Datenlücke, einschließlich Uhrzeit;
 - d) die anhand von Ersatzdaten berechneten Emissionen;
 - e) soweit die Schätzmethode für Ersatzdaten noch nicht ins Monitoringkonzept einbezogen wurde: eine ausführliche Beschreibung der Schätzmethode einschließlich des Nachweises, dass die angewandte Methodik nicht dazu führt, dass Emissionen für den betreffenden Zeitraum zu niedrig veranschlagt werden;
12. etwaige andere Änderungen, die während des Berichtszeitraums an der Anlage vorgenommen wurden und die für die Treibhausgasemissionen der Anlage im Berichtsjahr von Belang sind;

13. gegebenenfalls die Produktionsmenge Primäraluminium, die Häufigkeit und mittlere Dauer der Anodeneffekte im Berichtszeitraum oder die Werte der Anodeneffekt-Überspannung im Berichtszeitraum sowie die Ergebnisse der letzten Bestimmung anlagenspezifischer Emissionsfaktoren für CF₄ und C₂F₆ gemäß Anhang IV und die letzte Bestimmung der Abscheideleistung der Leitungen.

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

Soweit innerhalb eines Berichtszeitraums Ebenen geändert wurden, berechnet und meldet der Anlagenbetreiber die Emissionen für die betreffenden Zeitabschnitte des Berichtszeitraums in separaten Teilen des Jahresberichts.

Betreiber von CO₂-Speicherstätten können nach der Schließung der Speicherstätte gemäß Artikel 17 der Richtlinie 2009/31/EG vereinfachte Emissionsberichte erstellen, die mindestens die Angaben gemäß den Nummern 1 bis 5 enthalten, vorausgesetzt, in der Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen sind keine Emissionsquellen aufgeführt.

2. Jahresemissionsberichte von Luftfahrzeugbetreibern

Der Emissionsbericht eines Luftfahrzeugbetreibers muss mindestens die folgenden Angaben enthalten:

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. Berichtsjahr;
4. Bezugsnummer und Nummer der Fassung des letzten genehmigten Monitoringkonzepts und das Datum, ab dem es anwendbar ist, sowie die Bezugsnummer und Nummer der Fassung jedes anderen Monitoringkonzepts, das für das Berichtsjahr relevant ist;
5. relevante Änderungen des Flugbetriebs und Abweichungen vom genehmigten Monitoringkonzept während des Berichtszeitraums;

6. Zulassungsnummern und Typen der im Berichtszeitraum zur Ausführung der Luftverkehrstätigkeiten des Luftfahrzeugbetreibers gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG eingesetzten Luftfahrzeuge;
7. Gesamtzahl der im Bericht erfassten Flüge nach Staatenpaaren;
8. Masse reinen Treibstoffs (in Tonnen) je Kraftstofftyp nach Staatenpaaren, einschließlich Angaben zu allen der folgenden Punkte:
 - a) ob der alternative Flugkraftstoff gemäß Artikel 54c dieser Verordnung einen Emissionsfaktor von null aufweist;
 - b) ob der Kraftstoff ein zulässiger Flugkraftstoff ist;
 - c) für zulässige Flugkraftstoffe: der Kraftstofftyp im Sinne von Artikel 3c Absatz 6 der Richtlinie 2003/87/EG;
9. CO₂-Gesamtemissionen, in Tonnen CO₂, unter Verwendung des vorläufigen Emissionsfaktors sowie des Emissionsfaktors, aufgeschlüsselt nach Abflug- und Ankunftsmitgliedstaaten;
10. soweit die Emissionen anhand eines Emissionsfaktors oder des auf Masse oder Volumen bezogenen Kohlenstoffgehalts berechnet werden: Proxywerte für den unteren Heizwert des Treibstoffs;
11. bei Datenlücken, die durch Ersatzdaten im Sinne von Artikel 66 Absatz 2 geschlossen wurden:
 - a) die Zahl der Flüge, ausgedrückt in Prozent der jährlichen Flüge (gerundet auf das nächste 0,1 %), bei denen Datenlücken aufgetreten sind, und die Umstände und Ursachen der betreffenden Datenlücken;
 - b) die angewandte Schätzmethode für die Ersatzdaten;
 - c) die anhand von Ersatzdaten berechneten Emissionen;
12. Memo-Items:
 - a) die Menge der im Berichtsjahr verwendeten alternativen Flugkraftstoffe (in Tonnen), aufgeschlüsselt nach Kraftstofftypen, und die Frage, ob die Kraftstoffe die Kriterien von Artikel 54c dieser Verordnung erfüllen;
 - b) den unteren Heizwert alternativer Kraftstoffe;

- 12a. die Gesamtmenge der im Berichtsjahr verwendeten zulässigen Flugkraftstoffe (in Tonnen), aufgeschlüsselt nach Kraftstofftypen gemäß Artikel 3c Absatz 6 der Richtlinie 2003/87/EG;
13. in einer Anlage zum Jahresemissionsbericht teilt der Luftfahrzeugbetreiber die Jahresemissionen und die jährliche Anzahl Flüge je Flugplatzpaar mit. Gegebenenfalls ist die Menge des alternativen Flugkraftstoffs und des zulässigen Flugkraftstoffs (in Tonnen) je Flugplatzpaar anzugeben. Auf Antrag des Luftfahrzeugbetreibers behandelt die zuständige Behörde diese Information als vertraulich.

2a. Jahresberichte der Luftfahrzeugbetreiber über Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr

In Bezug auf Nicht-CO₂-Effekte aus dem Luftverkehr muss der in Artikel 68 Absatz 5 dieser Verordnung genannte gesonderte Bericht mindestens folgende Angaben enthalten:

1. Angaben zur Identifizierung des Luftfahrzeugbetreibers 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. Berichtsjahr;
4. Bezugsnummer und Nummer der Fassung des letzten genehmigten Monitoringkonzepts und das Datum, ab dem es anwendbar ist, sowie die Bezugsnummer und Nummer der Fassung jedes anderen Monitoringkonzepts, das für das Berichtsjahr relevant ist;
5. relevante Änderungen des Flugbetriebs und Abweichungen vom genehmigten Monitoringkonzept während des Berichtszeitraums;
6. Zulassungsnummern und Typen der im Berichtszeitraum zur Ausführung der Luftverkehrstätigkeiten des Luftfahrzeugbetreibers gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG eingesetzten Luftfahrzeuge;
7. Gesamtzahl der im Bericht erfassten Flüge nach Staatenpaaren;
8. die Summe von CO₂(Äq) der überwachten Flüge des Luftfahrzeugbetreibers pro Flugplatzpaar (in den Klimametrikern gemäß Artikel 56a Absatz 2 dieser Verordnung);

9. eine XML-Tabelle, die je Flug gemäß Anhang IIIa Abschnitt 1 dieser Verordnung Flugdaten, Luftfahrzeugtyp, Motornummer und CO₂(Äq) enthält (in den Klimametrikaen gemäß Artikel 56a Absatz 2 dieser Verordnung);
10. nutzt der Luftfahrzeugbetreiber nicht NEATS zur Berechnung der CO₂(Äq), sondern eigene oder von Dritten entwickelte IT-Instrumente gemäß Artikel 56a Absatz 7 Buchstabe b dieser Verordnung, eine Beschreibung, wie die Wirksamkeit bei diesen Instrumenten im Einklang mit dieser Verordnung und NEATS angewandt wird, um das Treibhauspotenzial zu präzisieren. Wurde die Wirksamkeit in den Instrumenten nicht angewandt, muss der Luftfahrzeugbetreiber eine Beschreibung vorlegen, in der die Gründe für die Nichtanwendung der Wirksamkeit erläutert werden.

3. Tonnenkilometerberichte von Luftfahrzeugbetreibern

Der Tonnenkilometerbericht eines Luftfahrzeugbetreibers muss mindestens die folgenden Angaben enthalten:

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. Berichtsjahr;
4. Bezugsnummer und Nummer der Fassung des letzten genehmigten Monitoringkonzepts und das Datum, ab dem es anwendbar ist, sowie die Bezugsnummer und Nummer der Fassung jedes anderen Monitoringkonzepts, das für das Berichtsjahr relevant ist;
5. relevante Änderungen des Flugbetriebs und Abweichungen vom genehmigten Monitoringkonzept während des Berichtszeitraums;
6. Zulassungsnummern und Typen der im Berichtszeitraum zur Ausführung der Luftverkehrstätigkeiten des Luftfahrzeugbetreibers gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG eingesetzten Luftfahrzeuge;
7. gewählte Methode für die Berechnung der Massen für die Fluggäste und das aufgegebenen Gepäck sowie für Fracht und Post;

8. Gesamtzahl der Fluggast- und Tonnenkilometer für alle Flüge, die in dem Berichtsjahr durchgeführt wurden und unter die Luftverkehrstätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG fallen;
9. für jedes Flugplatzpaar: die ICAO-Kennung der beiden Flugplätze; die Flugstrecke (Großkreisentfernung + 95 km) in km; die Gesamtzahl der Flüge je Flugplatzpaar im Berichtszeitraum; die Gesamtmasse für Fluggäste und aufgegebenes Gepäck (in Tonnen) je Flugplatzpaar im Berichtszeitraum; die Gesamtzahl der Fluggäste im Berichtszeitraum; die Gesamtzahl der Fluggäste multipliziert mit der Anzahl Kilometer je Flugplatzpaar; die Gesamtmasse für Fracht und Post (in Tonnen) je Flugplatzpaar im Berichtszeitraum; die Gesamttonnenkilometer je Flugplatzpaar (tkm).

4. Jahresemissionsberichte von beaufsichtigten Unternehmen

Der Jahresemissionsbericht eines beaufsichtigten Unternehmens muss mindestens die folgenden Angaben enthalten:

1. Angaben zur Identifizierung des beaufsichtigten Unternehmens gemäß Anhang IV der Richtlinie 2003/87/EG und die eindeutige Treibhausgasgenehmigungsnummer;
2. Namen und Anschrift der für die Prüfung des Berichts zuständigen Prüfstelle;
3. Berichtsjahr;
4. Bezugsnummer und Nummer der Fassung des letzten genehmigten Monitoringkonzepts und das Datum, ab dem es anwendbar ist, sowie die Bezugsnummer und Nummer der Fassung jedes anderen Monitoringkonzepts, das für das Berichtsjahr relevant ist;
5. relevante Änderungen der Betriebsabläufe des beaufsichtigten Unternehmens sowie von der zuständigen Behörde genehmigte Änderungen des Monitoringkonzepts und zeitweilige Abweichungen vom Monitoringkonzept während des Berichtszeitraums, einschließlich Angaben zu zeitweiligen oder dauerhaften Änderungen der gewählten Ebenen, der Gründe für diese Änderungen, Anfangsdatum für die Änderungen sowie Anfangs- und Enddaten für die zeitweiligen Änderungen;
6. zu allen Brennstoffströmen mindestens folgende Angaben:

- a) die Gesamtemissionen, in t CO₂, einschließlich CO₂ aus Biomasse-Brennstoffströmen, die die Kriterien von Artikel 38 Absatz 5 dieser Verordnung nicht erfüllen, oder aus RFNBO- oder RCF-Stoffströmen, die die Kriterien von Artikel 39a Absatz 3 dieser Verordnung nicht erfüllen, oder aus Stoffströmen synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe, die die Kriterien von Artikel 39a Absatz 4 dieser Verordnung nicht erfüllen;
- b) die angewandten Ebenen;
- c) die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen (ausgedrückt in t, Nm³ oder TJ) sowie gegebenenfalls der Einheitenumrechnungsfaktor, der in geeigneten Einheiten ausgedrückt gesondert anzugeben ist;
- d) Emissionsfaktoren, ausgedrückt gemäß den Anforderungen in Artikel 75f dieser Verordnung, gegebenenfalls Biomasseanteil, Biomasseanteil mit Emissionsfaktor null, RFNBO- oder RCF-Anteil, RFNBO- oder RCF-Anteil mit Emissionsfaktor null, Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe, Anteil synthetischer kohlenstoffarmer Brennstoffe mit Emissionsfaktor null, ausgedrückt als reine Brüche;
- e) soweit sich die Emissionsfaktoren für Brennstoffe auf Masse oder Volumen anstatt Energie beziehen: gemäß Artikel 75h Absatz 3 bestimmte Werte für den Einheitenumrechnungsfaktor des jeweiligen Brennstoffstroms;
- f) die Mittel, mit denen die Brennstoffe in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt werden;
- g) die Endverwendung(en) des in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffstroms einschließlich des CRF-Codes im verfügbaren Detaillierungsgrad;
- h) der Anteilsfaktor, ausgedrückt als reiner Bruch mit bis zu drei Dezimalstellen. Wird für einen Brennstoffstrom mehr als eine Methode zur Bestimmung des Anteilsfaktors angewandt: Angaben zur Art der Methode, dem dazugehörigen Anteilsfaktor, der in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmenge und dem CRF-Code im verfügbaren Detaillierungsgrad;
- i) ist der Anteilsfaktor gemäß Artikel 75l Absatz 1 null:

- i) eine Liste aller unter die Kapitel II und III der Richtlinie 2003/87/EG fallenden Unternehmen, mit Angaben zu Name, Anschrift und gegebenenfalls der eindeutigen Genehmigungsnummer;
 - ii) die in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Brennstoffmengen, die jedem unter die Kapitel II und III der Richtlinie 2003/87/EG fallenden Unternehmen im einschlägigen Berichtszeitraum geliefert wurden, ausgedrückt in t, Nm³ oder TJ, sowie die diesbezüglichen Emissionen.
7. mindestens folgende als „Memo-Items“ mitzuteilende Angaben:
 - a) gegebenenfalls einen Proxywert für den unteren Heizwert der Brennstrome von Biomasse, von RFNBOs oder RCFs oder von synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen;
 - b) Emissionen, Mengen und Energiegehalt von in den steuerrechtlich freien Verkehr überführten Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen, Biomasse-Brennstoffen, RFNBOs oder RCFs, synthetischen kohlenstoffarmen Brennstoffen (in t bzw. TJ) sowie Angaben dazu, ob sie die Kriterien von Artikel 38 Absatz 5, Artikel 39a Absatz 3 oder Artikel 39a Absatz 4 dieser Verordnung erfüllen;
8. bei Datenlücken, die durch Ersatzdaten im Sinne von Artikel 66 Absatz 1 geschlossen wurden:
 - a) Brennstoffstrom, der von der Datenlücke betroffen ist;
 - b) Gründe für die jeweilige Datenlücke;
 - c) Anfangs- und Enddatum der jeweiligen Datenlücke, einschließlich Uhrzeit;
 - d) die anhand von Ersatzdaten berechneten Emissionen;
 - e) soweit die Schätzmethode für Ersatzdaten noch nicht ins Monitoringkonzept einbezogen wurde: eine ausführliche Beschreibung der Schätzmethode einschließlich des Nachweises, dass die angewandte Methodik nicht dazu führt, dass Emissionen für den betreffenden Zeitraum zu niedrig veranschlagt werden;
9. etwaige andere Änderungen, die während des Berichtszeitraums an dem beaufsichtigten Unternehmen vorgenommen wurden und die für die Treibhaus-

gasemissionen des beaufsichtigten Unternehmens im Berichtsjahr von Bedeutung sind;

Anhang Xa Berichte über Brennstofflieferanten und Brennstoffeinsatz von ortsfesten Anlagen sowie gegebenenfalls Luftfahrzeugbetreibern und Schifffahrtsunternehmen

Zusammen mit den Angaben im jährlichen Emissionsbericht gemäß Anhang X dieser Verordnung übermittelt der Betreiber die folgenden Angaben zu jedem erworbenen Brennstoff im Sinne von Artikel 3 Buchstabe a) der Richtlinie 2003/87/EG:

- a) Name, Anschrift und eindeutige Genehmigungsnummer des als beaufsichtigtes Unternehmen registrierten Brennstofflieferanten. Ist der Brennstofflieferant kein beaufsichtigtes Unternehmen, müssen die Betreiber gegebenenfalls eine Liste aller Brennstofflieferanten übermitteln, von den direkten Brennstofflieferanten bis zum beaufsichtigten Unternehmen, einschließlich Name, Anschrift und eindeutiger Genehmigungsnummer;
- b) die Arten und Mengen der im einschlägigen Berichtszeitraum von den einzelnen unter Buchstabe a) genannten Lieferanten erworbenen Brennstoffe;
- c) die im einschlägigen Berichtszeitraum von den einzelnen Brennstofflieferanten erworbenen Brennstoffmengen, die für in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführte Tätigkeiten verwendet wurden.

Anhang Xb Berichte über von beaufsichtigten Unternehmen in den steuerrechtlich freien Verkehr überführte Brennstoffe

Zusammen mit den Angaben im jährlichen Emissionsbericht gemäß Anhang X dieser Verordnung übermittelt das beaufsichtigte Unternehmen die folgenden Angaben zu jedem erworbenen Brennstoff im Sinne von Artikel 3 Buchstabe a) der Richtlinie 2003/87/EG:

- a) Name, Anschrift und eindeutige Genehmigungsnummer des Anlagenbetreibers sowie gegebenenfalls des Luftfahrzeugbetreibers und des Schifffahrtsunternehmens, für den bzw. das der Brennstoff in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt wurde. Soweit der Brennstoff für die Endverwendung in unter Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG fallenden Sektoren bestimmt ist, muss das beaufsichtigte Unternehmen gegebenenfalls eine Liste aller Brennstoffverbraucher übermitteln, vom direkten Käufer bis zum Betreiber,

einschließlich Name, Anschrift und eindeutiger Genehmigungsnummer, soweit dies keinen unverhältnismäßig hohen Verwaltungsaufwand verursachen würde;

- b) die Arten und Mengen der im einschlägigen Berichtszeitraum an die einzelnen unter Buchstabe a genannten Käufer verkauften Brennstoffe;
- c) für jeden der unter Buchstabe a genannten Käufer die Brennstoffmenge, die im Berichtszeitraum für in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführte Tätigkeiten verwendet wurde.

Anhang XI Entsprechungstabelle

Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission	Diese Verordnung
Artikel 1 bis 49	Artikel 1 bis 49
—	Artikel 50
Artikel 50 bis 67	Artikel 51 bis 68
Artikel 68	—
Artikel 69 bis 75	Artikel 69 bis 75
—	Artikel 76
Artikel 76 und 77	Artikel 77 und 78
Anhang I-X	Anhang I-X
—	Anhang XI