Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Umwelt BAFU

Mitteilung an Gesuchstellende UV-1317

Emissionshandelssystem für Betreiber von Anlagen

Mitteilung des BAFU als Vollzugsbehörde an Gesuchstellende

Stand:	04/2025
Vorversionen:	01/2024
Rechtliche Grundlagen:	CO_2-Gesetz Art. 15 – 21 CO_2-Verordnung Art. 40 – 56

Betroffene Fachgebiete

Abfall	Altlasten	Biodiversität	Biotechnologie	Boden	Chemikalien	Elektrosmog und Licht	**Klima** •	Landschaft	Lärm	Luft	Naturgefahren	Recht	Störfälle	UVP	Wald und Holz	Wasser

Impressum

Rechtliche Bedeutung
Diese Publikation ist eine Mitteilung des BAFU als Vollzugsbehörde und richtet sich an Gesuchsteller (insbesondere für Bewilligungen sowie Zusicherungen von Subventionen). Sie konkretisiert die Praxis des BAFU als Vollzugsbehörde in formeller Hinsicht (erforderliche Gesuchsunterlagen) sowie in materieller Hinsicht (erforderliche Nachweise zur Erfüllung der materiellen rechtlichen Anforderungen). Wer diese Mitteilung befolgt, kann davon ausgehen, dass sein Gesuch vollständig ist.

Herausgeber
Bundesamt für Umwelt (BAFU)
Das BAFU ist ein Amt des Eidg. Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK).

PDF-Download
www.bafu.admin.ch > Vollzugshilfen Klima > Emissionshandelssystem für Betreiber von Anlagen
Eine gedruckte Fassung kann nicht bestellt werden.

Diese Publikation ist auch in französischer Sprache verfügbar.
Die Originalsprache ist Deutsch.

8. aktualisierte Auflage April 2025
©BAFU 2025

Inhaltsverzeichnis

1 Systemgrenzen und Schwellenwerte 6
1.1 Systemgrenzen 6
1.2 Schwellenwerte 7
2 Meldungen und Gesuche zur Teilnahme am EHS 9
2.1 Meldung der Teilnahmepflicht 9
2.2 Gesuch für eine Ausnahme von der Pflicht zur Teilnahme am EHS (*Opt-out*) 9
2.3 Gesuch um freiwillige Teilnahme am EHS (*Opt-in*) 9
2.4 Meldepflicht bei Änderungen 10
2.5 Gesuch um Austritt aus dem EHS 10
3 Anspruch auf kostenlose Zuteilung 11
4 Kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten 13
4.1 Berechnung der kostenlosen Zuteilung 13
4.2 Anwendung der Benchmarks und Aufteilung der Anlagen in Zuteilungselemente 13
4.3 Systemgrenzen überschreitende Wärmeströme 14
4.4 Berücksichtigung des Risikos von Produktionsverlagerungen ins Ausland (*Carbon Leakage*) 15
4.5 Formel für die Zuteilungsberechnung 16
4.6 Bestimmung der Aktivitätsraten 18
5 Anpassung der kostenlos zuzuteilenden Emissionsrechte 23
5.1 Einleitung 23
5.2 Anpassung der kostenlosen Zuteilung aufgrund von Veränderungen der Aktivitätsrate 23
5.3 Anpassung der kostenlosen Zuteilung aufgrund veränderter Werte weiterer zuteilungsrelevanter Parameter 25
5.4 Betriebseinstellungen 25
6 Monitoringkonzept 26
6.1 Zweck des Monitoringkonzepts 26
6.2 Anpassung des Monitoringkonzepts 27
6.3 Einstufung von Anlagen, Stoffströmen und Emissionsquellen 27
6.4 Abweichung von der geforderten Genauigkeit 28
6.5 Analyselabor 28
6.6 Berechnung der Treibhausgasemissionen 28
6.7 Messung der Treibhausgasemissionen 34
7 Monitoringbericht 38
7.1 Inhalt und Einreichung des Monitoringberichts 38
7.2 Rundung von Daten 39
7.3 Behandlung von Datenlücken im Monitoring 39
7.4 Verifizierung des Monitorings 39
7.5 Bestimmung von Emissionen durch das BAFU 40
8 Abgabe von Emissionsrechten und Rückerstattung der CO_2-Abgabe 41
8.1 Pflicht zur Abgabe von Emissionsrechten 41
8.2 Härtefallregelung 41
8.3 Rückerstattung und Teilrückerstattung der CO_2-Abgabe 42

8.4 Aufschub der Rückerstattung und Sanktion 43
9 Vorgaben zu Prozessemissionen und Restgasen bei der kostenlosen Zuteilung 44
9.1 Prozessemissionen und Restgase 44
9.2 Kostenlose Zuteilung für Prozessemissionen und Emissionen aus Restgasen 45
9.3 Zuteilung bei Systemgrenzen überschreitenden Restgas-Strömen 46
9.4 Abfackeln von Gasen in Fackeln und Sicherheitsfackeln 47
9.5 Zusammenfassung: Überblick über die kostenlose Zuteilung für Emissionen aus Restgasen (Typ c) 48
10 Tätigkeitsspezifische Monitoringvorgaben 49
10.1 Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen und Prozessemissionen inklusive Abgaswäsche 49
10.2 Raffination von Öl 56
10.3 Herstellung von Eisen oder Stahl 56
10.4 Herstellung oder Verarbeitung von Eisen- und Nichteisenmetallen 57
10.5 Herstellung von Zementklinker 57
10.6 Herstellung von Kalk oder Brennen von Dolomit oder Magnesit 59
10.7 Herstellung von Glas, Glasfasern oder Dämmmaterial aus Mineralwolle 60
10.8 Herstellung von keramischen Erzeugnissen 61
10.9 Herstellung von Zellstoff und Papier 62
10.10 Herstellung von Ammoniak 62
10.11 Herstellung von organischen Grundchemikalien 63
10.12 Herstellung von Wasserstoff und Synthesegas 63
10.13 Bestimmung der Treibhausgasemissionen bei CO_2-Abscheidung zwecks Transport und geologischer Speicherung oder dauerhafter chemischer Bindung 64
10.14 Bestimmung von Distickstoffoxid-Emissionen (N_2O) mittels Messung 64

Abstracts

The Swiss emissions trading scheme (ETS) is an instrument set out in the CO_2 Act to cap greenhouse gas emissions in energy-intensive industries. The ETS is designed as a cap-and-trade system and is highly compatible with the European emissions trading scheme (EU ETS). Operators of installations with high greenhouse gas emissions are required to participate in the ETS, while operators of installations with a total rated thermal input of at least 10 MW can request to participate in the ETS. Operators that participate in the ETS are exempt from the CO_2 levy on thermal fuels. This publication explains the actual practices used by the FOEN, in its capacity as enforcing authority, to implement the emissions trading scheme for operators.

Keywords:
CO_2 Act, energy-intensive industries, emissions trading scheme ETS, implementation

Das Emissionshandelssystem (EHS) ist ein Instrument des CO_2-Gesetzes zur Begrenzung der Treibhausgasemissionen in der energieintensiven Industrie. Das EHS ist als Cap-and-Trade System ausgestaltet und weist eine hohe Kompatibilität zum europäischen Emissionshandelssystem (EU-EHS) auf. Betreiber von Anlagen mit hohen Treibhausgasemissionen sind zur Teilnahme am EHS verpflichtet. Betreiber von Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von mindestens 10 MW können auf Gesuch am EHS teilnehmen. Am EHS teilnehmende Betreiber von Anlagen sind von der CO_2-Abgabe auf Brennstoffen befreit. Die vorliegende Mitteilung konkretisiert die Praxis des BAFU als Vollzugsbehörde in Bezug auf die Umsetzung des Emissionshandelssystems für Betreiber von Anlagen.

Stichwörter:
CO_2-Gesetz, energieintensive Industrie, Emissionshandelssystem EHS, Umsetzung

Le système d'échange de quotas d'émission (SEQE) est un instrument de la loi sur le CO_2 qui vise à limiter les émissions de gaz à effet de serre dans l'industrie à forte intensité énergétique. Le SEQE, qui est aménagé sur la base d'un système « cap and trade », est dans une très large mesure compatible avec le système européen d'échange de quotas d'émission (SEQE de l'UE). Les exploitants d'installations générant un taux élevé d'émissions de gaz à effet de serre sont tenus de participer au SEQE. Les exploitants d'installations avec une puissance calorifique totale de combustion d'au moins 10 MW peuvent participer au SEQE sur demande. Les exploitants d'installations qui participent au SEQE sont exemptés de la taxe sur le CO_2 prélevée sur les combustibles. La présente communication concrétise la pratique de l'OFEV en sa qualité d'autorité d'exécution pour la mise en œuvre du système d'échange de quotas d'émission pour les exploitants d'installations.

Mots-clés:
Loi sur le CO_2, industrie à forte intensité énergétique, système d'échange de quotas d'émission SEQE, mise en œuvre

Il sistema di scambio di quote di emissione (SSQE) è uno strumento previsto dalla legge sul CO_2 che consente di limitare le emissioni di gas serra nelle industrie a elevato consumo energetico. Il SSQE ha una struttura cap-and-trade ed è compatibile con il sistema europeo di scambio di quote di emissione (SSQE-UE). I gestori di impianti che emettono quantità elevate di gas serra sono obbligate a partecipare al sistema. I gestori di impianti con una potenza termica totale di almeno 10 MW possono parteciparvi su richiesta. I gestori di impianti che partecipano al SSQE sono esentate dalla tassa sul CO_2 applicata ai combustibili. La presente pubblicazione concretizza la prassi dell'UFAM quale autorità esecutiva per l'attuazione del sistema di scambio di quote di emissione per gestori di impianti.

Parole chiave:
Legge sul CO_2, industrie a elevato consumo energetico, sistema di scambio di quote di emissione SSQE, attuazione

1 Systemgrenzen und Schwellenwerte

1.1 Systemgrenzen

1.1.1 Berücksichtigte Anlagen und Standort

Betreiber von Anlagen nehmen unter bestimmten Voraussetzungen obligatorisch oder freiwillig am EHS teil. Anlagen sind definiert als ortsfeste technische Einheiten an einem Standort. Anlagen am selben Standort werden in der Regel gemeinsam in das EHS einbezogen (ausgenommen nicht berücksichtigte Anlagen, vgl. Kap. 1.1.2). Nicht-ortsfeste technische Einheiten – wie zum Beispiel Fahrzeuge – werden nicht berücksichtigt.

Als Standort im Sinn des CO_2-Gesetzes gilt ein in sich geschlossener Produktionsstandort, der durch dieselbe Infrastruktur (z. B. Zufahrtstrasse, Heizölversorgung, Gasanschluss) erschlossen ist oder dessen Anlagen technisch direkt miteinander verbunden sind (z. B. Förderbänder, direkte Dampfleitung etc.).

Geografisch auseinanderliegende Standorte, deren Anlagen über ein Wärmenetz mit einer Vielzahl von Wärmebezügern (in der Regel Privathaushalte, Gewerbe-, Dienstleistungsbetriebe) verbunden sind, gelten nicht als ein gemeinsamer Produktionsstandort.

Es wird davon ausgegangen, dass diejenige Person Betreiber der Anlagen ist, die über den Betrieb der Anlagen entscheidet. Werden Anlagen eines Produktionsstandorts in getrennter Verantwortung von unterschiedlichen Personen betrieben, gelten sie in der Regel als unterschiedliche Anlagen. Ist der Betrieb von Anlagen jedoch direkt abhängig vom Betrieb der anderen Anlage(n), so wird sie den Anlagen zugerechnet, deren Betrieb massgebend ist. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn ein Externer mit dem Betrieb eines Heizkessels beauftragt wird, der hauptsächlich Prozesswärme für die Produktionsanlagen seines Auftraggebers liefert (Contracting). Handelt es sich bei einem Standort um ein Areal mit weitgehend zentralisierter Energieversorgung, die auf die Bedürfnisse von in getrennter Verantwortung von unterschiedlichen Personen betrieben wärmebeziehenden Anlagen ausgerichtet ist, so nimmt der Betreiber der Energieversorgungsanlagen mit allen wärme- oder stromerzeugenden Anlagen am EHS teil. Die Pflicht zur Teilnahme am EHS der einzelnen Betreiber von wärmebeziehenden Produktionsanlagen auf einem solchen Areal wird in diesem Fall individuell gemäss Anhang 6 der CO_2-Verordnung beurteilt.

Weiter können technisch verbundene Anlagen eines Produktionsstandorts, die in getrennter Verantwortung von unterschiedlichen Personen betrieben werden, auf Gesuch hin gemeinsam am EHS teilnehmen, sofern alle Rechte und Pflichten betreffend die Teilnahme vertraglich an einen der beteiligten Betreiber abgetreten werden. Damit ist dieser allein verantwortlich für die Erfüllung der entsprechenden Pflichten (u. a. Einreichung des Monitoringkonzepts und der Monitoringberichte, Abgabe der Emissionsrechte) und haftet für allfällige Sanktionen. Im Gegenzug hat er allein Anspruch auf die Rückerstattung der CO_2-Abgabe sowie auf die kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten. Die Regelung von Rechten und Pflichten zwischen den beteiligten Personen ist privatrechtlich zu regeln und dem BAFU zu bestätigen.

1.1.2 Nicht berücksichtigte Anlagen

Die folgenden Anlagen sind von der Teilnahme am EHS ausgenommen:

- Anlagen in Spitälern, z. B. zur Wärmeproduktion für Sterilisierung, Wäscherei und Gebäudeheizung (Art. 43 Abs. 1 CO_2-Verordnung);
- Anlagen, deren Hauptzweck die Entsorgung von Siedlungsabfällen nach Artikel 3 Buchstabe a der Verordnung über die Vermeidung und die Entsorgung von Abfällen vom 4. Dezember 2015 (Abfallverordnung, VVEA)[1] ist (Anh. 6 Ziffer 1 CO_2-Verordnung).

Folgende Anlagen können nach Artikel 43 Absatz 2 Buchstaben a und b der CO_2-Verordnung auf Gesuch hin von der Teilnahme am EHS ausgenommen werden:

- Anlagen, die ausschliesslich für die Forschung, Entwicklung und Prüfung neuer Produkte und Prozesse genutzt werden;

[1] SR 814.600

- Anlagen, deren Hauptzweck die Entsorgung von Sonderabfällen nach Artikel 3 Buchstabe c VVEA ist.

Die Ausnahmen nach Artikel 43 Absätze 1 und 2 der CO_2-Verordnung gelten nur für die direkten Treibhausgasemissionen der entsprechenden Anlagen (z. B. eigene Feuerung in einer Forschungsanlage). Beziehen die entsprechenden Anlagen Wärme von anderen Anlagen, so werden die Treibhausgasemissionen für die Wärmeherstellung den wärmeliefernden Anlagen zugerechnet und Artikel 43 Absätze 1 und 2 der CO_2-Verordnung sind nicht anwendbar.

Der Hauptzweck von Anlagen, in denen Sonderabfälle entsorgt werden, wird in erster Linie nach der Bewilligungspflicht gemäss der Verordnung vom 22. Juni 2005 über den Verkehr mit Abfällen (VeVA)[2] sowie den Anforderungen nach der Luftreinhalte-Verordnung vom 16. Dezember 1985 (LRV)[3] beurteilt. Schlammverbrennungsanlagen werden als Sonderabfallentsorgungsanlagen eingestuft, sofern sie hauptsächlich als Sonderabfall deklarierte Industrieschlämme verbrennen.

Steht eine Biomasseanlage auf demselben Produktionsstandort mit anderen, von derselben Person betriebenen Anlagen, die die EHS-Teilnahmevoraussetzungen erfüllen, wird die Biomasseanlage als Teil des Standorts ins EHS einbezogen.

Betreibern von ausschliesslich (ausser zum Zweck der Zünd- und Stützfeuerung) mit Biomasse betriebenen Anlagen steht die Teilnahme am EHS nicht offen (Anh. 6 Ziffer 1 CO_2-Verordnung). Eine Ausnahme besteht für Anlagen, die bis und mit dem Jahr 2020 mit dem Ziel der Substitution von fossilen Brennstoffen innerhalb des EHS gebaut wurden. Deren Betreiber können auf Gesuch hin weiterhin am EHS teilnehmen (vgl. Kap. 2.3).

1.1.3 Relevante Treibhausgasemissionen

Die Menge der Emissionsrechte, die ein Betreiber von Anlagen abgeben muss, ergibt sich aus den Emissionen der Treibhausgase gemäss Artikel 1 der CO_2-Verordnung, die mit dem Betrieb der relevanten Anlagen verbunden sind. Diese Treibhausgasemissionen stammen insbesondere aus der Verbrennung von fossilen Brennstoffen (kommerzielle Standardbrennstoffe und Abfallbrennstoffe) oder aus industriellen Prozessen (z. B. Zementherstellung oder chemische Prozesse).

1.2 Schwellenwerte

Ein Betreiber von Anlagen ist zur Teilnahme am EHS verpflichtet, wenn er eine der in Anhang 6 der CO_2-Verordnung aufgeführten Tätigkeiten ausübt (Art. 40 Abs. 1 CO_2-Verordnung).

Für die Mehrheit dieser Tätigkeiten sieht Anhang 6 der CO_2-Verordnung Schwellenwerte in Bezug auf die Produktionskapazität oder die installierte Gesamtfeuerungswärmeleistung vor (z. B. Herstellung von Papier und Karton mit einer Produktionskapazität über 20 t pro Tag, Anh 6 Ziffer 17). Sind keine Schwellenwerte aufgeführt, sind Betreiber von Anlagen solcher Tätigkeiten immer zur Teilnahme am EHS verpflichtet (z. B. Herstellung von Ammoniak, Anh. 6 Ziffer 22).

Produktionskapazität für die obligatorische Teilnahme

Die Produktionskapazität entspricht der technisch möglichen maximalen Produktion der Anlagen eines Standorts, auf dem unter derselben Kategorie aufgeführte Tätigkeiten durchgeführt werden.

Gesamtfeuerungswärmeleistung für die obligatorische Teilnahme

Die Gesamtfeuerungswärmeleistung wird als Summe der Feuerungswärmeleistungen der für diese Tätigkeit betriebenen Anlagen berechnet. Die Feuerungswärmeleistung entspricht dabei der einer Anlage maximal zuführbaren Wärmeenergie pro Zeiteinheit (Art. 2 Bst. a CO_2-Verordnung). Sie wird berechnet, indem der Verbrauch des Energieträgers mit dem unteren Heizwert multipliziert wird. Können verschie-

[2] SR 814.610
[3] SR 814.318.142.1

dene Energieträger verwendet werden, ist der Energieträger mit der höchsten zuführbaren Wärmeenergie pro Zeiteinheit massgebend. Meist kann die Feuerungswärmeleistung einer Anlage den Herstellerangaben entnommen werden.

Bei der Aufsummierung der Feuerungswärmeleistungen der einzelnen Anlagen zur Gesamtfeuerungswärmeleistung sind folgende Punkte zu beachten:

- Nicht miteingerechnet werden
  - kleine Anlagen unter 3 MW,
  - ausser zum Zweck der Zünd- und Stützfeuerung ausschliesslich mit Biomasse betriebene Anlagen sowie
  - die gemäss Artikel 43 der CO_2-Verordnung nicht berücksichtigten Anlagen (vgl. Kap. 1.1.2).
- Reserve- oder Backup-Anlagen werden bei der Aufsummierung berücksichtigt, sofern nicht belegt werden kann, dass der parallele Betrieb dieser Anlagen zum Betrieb der Hauptanlage aus technischen oder rechtlichen Gründen ausgeschlossen ist.

Gesamtfeuerungswärmeleistung für die freiwillige Teilnahme

Ein Betreiber von Anlagen hat die Möglichkeit, auf Gesuch hin am EHS teilzunehmen, wenn die Gesamtfeuerungswärmeleistung seiner Anlagen mindestens 10 MW beträgt (Art. 42 Abs. 1 CO_2-Verordnung). Zur Bestimmung des Schwellenwerts für die Gesamtfeuerungswärmeleistung gilt das obengenannte Vorgehen.

Maximale jährliche Treibhausgasemissionen für eine Ausnahme von der Pflicht zur Teilnahme

Ein Betreiber von Anlagen kann die Ausnahme von der Pflicht zur Teilnahme am EHS beantragen, wenn die Treibhausgasemissionen in den vergangenen drei Jahren stets weniger als 25 000 t CO_2eq pro Jahr betrugen (Art. 41 Abs. 1 CO_2-Verordnung).

Ein Betreiber von Anlagen – ohne Betrieb in mindestens drei aufeinanderfolgenden Vorjahren – muss glaubhaft nachweisen, dass die Treibhausgasemissionen der Anlagen stets weniger als 25 000 t CO_2eq pro Jahr betragen werden, um die Ausnahme von der Pflicht zur Teilnahme am EHS zu beantragen (Art. 41 Abs. 1^{bis} CO_2-Verordnung).

Wird der Schwellenwert von 25 000 t CO_2eq in der Folge in einem Jahr überschritten, muss der Betreiber der Anlagen ab dem Folgejahr am EHS teilnehmen. Dabei werden die Emissionen von Notstromgruppen und WKK-Anlagen, die durch einen Reserveabruf nach der Verordnung über die Errichtung einer Stromreserve für den Winter (Winterreserveverordnung, WResV)[4] verursacht wurden, nicht berücksichtigt (Art. 41 Abs. 3 CO_2-Verordnung).

[4] 734.722

2 Meldungen und Gesuche zur Teilnahme am EHS

2.1 Meldung der Teilnahmepflicht

Ein Betreiber von Anlagen, der am 1. Januar 2021 eine oder mehrere Tätigkeiten nach Anhang 6 der CO_2-Verordnung ausübt, musste dies bis am 28. Februar 2021 beim BAFU melden (Art. 146*g* Abs. 1 CO_2-Verordnung). Wenn ein Betreiber von Anlagen aufgrund der Änderung von Anhang 6 der CO_2-Verordnung die Voraussetzungen für eine Teilnahme am EHS neu erfüllt, muss er dies bis am 1. Juni 2025 beim BAFU melden. Die Teilnahme am EHS erfolgt in diesem Fall rückwirkend auf den 1. Januar 2025 (Art. 146*z* Abs. 1 CO_2-Verordnung).

Betreiber von Anlagen werden, während dem Zeitraum 2021–2030, in folgenden Fällen zur Teilnahme am EHS verpflichtet:

- Ein Betreiber von Anlagen nimmt neu eine Tätigkeit nach Anhang 6 der CO_2-Verordnung auf. Die Meldung muss drei Monate vor der geplanten Aufnahme der Tätigkeit erfolgen. Der Eintritt ins EHS erfolgt auf den Zeitpunkt der Aufnahme der Tätigkeit bzw. Inbetriebnahme der entsprechenden Anlagen (Art. 40 Abs. 2 CO_2-Verordnung);
- Ein Betreiber von Anlagen überschreitet den Schwellenwert nach Artikel 41 Absatz 3 CO_2-Verordnung. Die Teilnahme am EHS erfolgt ab dem Folgejahr.

Das BAFU erlässt im Anschluss an die Meldung eine Verfügung über die Teilnahme am EHS (Art. 44 CO_2-Verordnung).

2.2 Gesuch für eine Ausnahme von der Pflicht zur Teilnahme am EHS (*Opt-out*)

Ein Betreiber von Anlagen mit Tätigkeit nach Anhang 6 der CO_2-Verordnung, dessen Treibhausgasemissionen in den vergangenen drei Jahren jeweils weniger als 25 000 t CO_2eq pro Jahr betrugen, hat nach Artikel 41 Absatz 1 CO_2-Verordnung die Möglichkeit das *Opt-out* zu beantragen. Ausgenommen davon sind Betreiber von Reservekraftwerken, die bei einem Abruf der Reserve nach WResV Strom produzieren und ins Netz einspeisen (Art. 41 Abs. 1ter CO_2-Verordnung).

Ein Betreiber von Anlagen, der am 1. Januar 2025 die Voraussetzungen für ein *Opt-out* erfüllt (Art. 41 Abs. 1 oder 1bis CO_2-Verordnung), kann dieses bis zum 1. Juni 2025 beim BAFU beantragen, um rückwirkend per 1. Januar 2025 von der Pflicht zur Teilnahme am EHS ausgenommen zu werden (Art. 146*z* Abs. 2 CO_2-Verordnung).

Danach hat der Betreiber der Anlagen, wenn er die Voraussetzungen für ein *Opt-out* erfüllt (Art. 41 Abs. 1 oder 1bis CO_2-Verordnung), die Möglichkeit jeweils bis zum 1. Juni zu beantragen, ab dem Folgejahr nicht mehr am EHS teilzunehmen.

Ein Betreiber von Anlagen, der die Voraussetzungen zur Teilnahme am EHS neu erfüllt, dessen Treibhausgasemissionen aber nachweislich dauerhaft weniger als 25 000 t CO_2eq betragen werden, kann ein *Opt-out* beantragen, sofern er den entsprechenden Nachweis im Rahmen der Meldung der Teilnahmepflicht erbringt (Art. 41 Abs. 1bis CO_2-Verordnung).

Das BAFU erlässt im Anschluss eine Verfügung über die Ausnahme von der Pflicht zur Teilnahme am EHS (Art. 44 CO_2-Verordnung).

2.3 Gesuch um freiwillige Teilnahme am EHS (*Opt-in*)

Ein Betreiber dessen Anlagen am 1. Januar 2021 eine installierte Gesamtfeuerungswärmeleistung von mindestens 10 MW aufwies und mit denen er eine Tätigkeit nach Anhang 7 der CO_2-Verordnung ausübte, konnte auf Gesuch hin freiwillig am EHS teilnehmen (*Opt-in*, Art. 42 Abs. 1 CO_2-Verordnung). Das gleiche galt für einen Betreiber von Anlagen, der bereits im Jahr 2020 am EHS teilnahm, jedoch die Teilnahmevoraussetzungen für das EHS per 1. Januar 2021 nicht mehr erfüllt hätte (Art. 146*g* Abs. 3 CO_2-Verordnung). Diese Betreiber von Anlagen mussten bis zum 28. Februar 2021 beim BAFU die freiwillige Teilnahme am EHS beantragen (Art. 146*g* Abs. 4 CO_2-Verordnung).

Ein Betreiber dessen Anlagen am 1. Januar 2025 eine installierte Gesamtfeuerungswärmeleistung von mindestens 10 MW aufweisen, kann auf Gesuch hin freiwillig am EHS teilnehmen. Er muss bis zum 1.

Juni 2025 beim BAFU die freiwillige Teilnahme am EHS beantragen, um per 1. Januar 2025 am EHS teilzunehmen (Art. 146*z* Abs. 3 CO_2-Verordnung).

Erfüllt ein Betreiber die Voraussetzungen für eine Teilnahme am EHS erst nach dem 1. Januar 2025 ist ein späteres *Opt-in* möglich. Das entsprechende Gesuch muss drei Monate vor dem geplanten Zeitpunkt der Erfüllung der Teilnahmevoraussetzungen nach Art. 42 Abs. 1 der CO_2-Verordnung beim BAFU eingereicht werden (Art. 42 Abs. 2 CO_2-Verordnung). Der Eintritt ins EHS erfolgt auf den Zeitpunkt der Erfüllung der Teilnahmevoraussetzungen.

Das BAFU erlässt im Anschluss an die Gesuchseinreichung eine Verfügung über die Teilnahme am EHS (Art. 44 CO_2-Verordnung).

2.4 Meldepflicht bei Änderungen

Sämtliche relevanten Änderungen sind spätestens im Rahmen des jährlichen Monitorings bis am 31. März des Folgejahres zu melden (Art. 53 Abs. 1 CO_2-Verordnung). Zu melden sind insbesondere:

- Änderungen der zuständigen Personen;
- Umfirmierungen;
- Anpassungen der rechtlichen Strukturen, insbesondere im Zusammenhang mit Fusionen, Spaltungen, Umwandlungen und Vermögensübertragungen;
- Änderungen der Tätigkeiten des Betreibers der Anlagen;
- Veräusserung, Erwerb oder Betriebseinstellungen.

2.5 Gesuch um Austritt aus dem EHS

Sind die Voraussetzungen für eine Teilnahme am EHS aufgrund einer dauerhaften Änderung oder Schliessung nach Artikel 43*a* der CO_2-Verordnung nicht mehr erfüllt, kann der Betreiber der Anlagen bis zum 1. Juni beantragen, ab dem Folgejahr nicht mehr am EHS teilzunehmen.

3 Anspruch auf kostenlose Zuteilung

Für die kostenlose Zuteilung an Betreiber von Anlagen, die per 1. Januar 2021 am EHS teilnehmen, stehen jährlich 95 Prozent der Menge an Emissionsrechten (*Cap*) zur Verfügung. Die restlichen 5 Prozent werden jährlich für neue Teilnehmer oder bereits am EHS teilnehmende Betreiber von Anlagen mit starkem Wachstum oder neuen Zuteilungselementen zurückbehalten. Aufgrund von Austritten, mangelhafter Berichterstattung und der Anwendung der neuen Regelungen zur jährlichen Anpassung der kostenlosen Zuteilung nicht mehr zugeteilte Emissionsrechte werden dieser Menge hinzugefügt und stehen für das entsprechende Jahr auch zur Verfügung.

Die Reihenfolge, nach welcher die zusätzlichen Emissionsrechte von mindestens 5 Prozent des Caps jährlich verteilt werden, ist in der CO_2-Verordnung geregelt (Art. 45 Abs. 4). Massgebend für diese Reihenfolge ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme neuer Anlagen oder der Zeitpunkt der Feststellung eines Anspruchs aufgrund von Wachstum. Für neue Teilnehmer oder neue Zuteilungselemente bestehender Teilnehmer ist, unter Voraussetzung der fristgerechten Meldung, der Zeitpunkt der Inbetriebnahme der relevanten Anlagen massgebend. Bereits am EHS teilnehmende Betreiber von Anlagen mit starkem Wachstum melden die zur Bestimmung einer zusätzlichen kostenlosen Zuteilung relevanten Aktivitätsraten und Werte weiterer zuteilungsrelevanter Parameter der beiden Vorjahre zeitgleich im Rahmen des Monitoringberichts am 31. März des Folgejahres. Für mit Wachstum begründete Ansprüche gilt der 31. Dezember des Vorjahres als massgebender Zeitpunkt zur Einordnung in die Reihenfolge.

Damit haben neue Teilnehmer und bereits am EHS teilnehmende Betreiber von Anlagen mit neuen Zuteilungselementen, die seit mindestens einem ganzen Kalenderjahr am EHS teilnehmen und deren zur Berechnung der kostenlosen Zuteilung notwendigen Daten oder deren Berechnung definitiv vorliegen, erste Priorität.

Bleiben danach noch Emissionsrechte übrig, so werden diese in der zweiten Priorität für neue Teilnehmer und bereits am EHS teilnehmende Betreiber von Anlagen mit neuen Zuteilungselementen, die nach dem 1. Januar aber spätestens bis zum 31. Dezember des Vorjahres in Betrieb genommen und im Vorjahr fristgerecht gemeldet wurden, reserviert. Diese Teilnehmer verfügen über historische Daten seit der Inbetriebnahme und müssen darauf basierend eine realistische Abschätzung ihrer geplanten Aktivitätsraten vorlegen. Das BAFU behält sich vor, diese Angaben zu überprüfen und stellt die entsprechende Menge an Emissionsrechten zurück. Der exakte Anspruch kann erst nach Vorliegen der Daten für das erste ganze Kalenderjahr nach der Inbetriebnahme berechnet werden. Stellt sich im Nachgang heraus, dass die Abschätzung zu tief war, so erhält der Teilnehmer für das entsprechende Jahr nicht mehr Emissionsrechte als im Vorfeld reserviert wurden. War die Abschätzung zu hoch, so werden die übriggebliebenen Emissionsrechte genutzt, um Ansprüche tieferer Priorität zu erfüllen.

Dritte Priorität haben Betreiber von Anlagen mit Anpassungen der kostenlosen Zuteilungen. Dies beinhaltet die Ansprüche aller am EHS teilnehmenden Betreibern von Anlagen mit starkem Wachstum in den beiden Vorjahren. Die relevanten Daten liegen am 31. Dezember vor und müssen bis zum 31. März des Folgejahres im Rahmen des Monitorings gemeldet werden. Aufgrund der Gleichzeitigkeit sind die zusätzlichen Zuteilungen über alle Betreiber von Anlagen mit Anpassungen der kostenlosen Zuteilung linear zu kürzen, falls die Summe der Ansprüche die in diesem Jahr verfügbare Menge an Emissionsrechten übersteigt.

Letzte Priorität haben schliesslich neue Teilnehmer und bereits am EHS teilnehmende Betreiber von Anlagen mit neuen Zuteilungselementen, die im aktuellen Jahr den Betrieb neu aufnehmen und dies fristgerecht gemeldet haben. Da in diesem Fall keine historischen Daten vorliegen, müssen die Betreiber der Anlagen eine realistische Abschätzung ihrer geplanten Aktivitätsraten zwischen der Inbetriebnahme und dem 31. Dezember desselben Jahres vorlegen. Das BAFU behält sich vor, diese Angaben zu überprüfen und stellt darauf basierend die entsprechende Menge an Emissionsrechten für das Jahr zurück, falls die Menge an Emissionsrechten nicht bereits ausgeschöpft ist. Der exakte Anspruch kann erst nach Vorliegen der Daten für das erste ganze Kalenderjahr nach der Inbetriebnahme berechnet werden. Stellt sich im Nachgang heraus, dass die Abschätzung zu tief war, so erhält der Teilnehmer für das entsprechende Jahr nicht mehr Emissionsrechte als im Vorfeld reserviert wurden. War die Abschätzung zu hoch, so werden die übriggebliebenen Emissionsrechte genutzt, um weitere Ansprüche derselben Priorität zu erfüllen. Im Folgejahr hat dieser neue Teilnehmer oder der Betreiber des neuen Zuteilungselements

bezüglich des Anspruchs auf zusätzliche Emissionsrechten die Priorität 2, für den Rest der Handelsperiode Priorität 1.

Emissionsrechte des entsprechenden Jahres, die nach der Erfüllung aller Ansprüche auf eine kostenlose Zuteilung nach Artikel 46*a* oder 46*b* der CO_2-Verordnung übrigbleiben und damit nicht zugeteilt werden, werden zur Begrenzung des sektorübergreifenden Korrekturfaktors nach Artikel 19 Absatz 7 des CO_2-Gesetzes verwendet (vgl. Kap. 4.5.1) oder nach Artikel 19 Absatz 2 oder 6 des CO_2-Gesetzes versteigert bzw. gelöscht.

4 Kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten

4.1 Berechnung der kostenlosen Zuteilung

Die Berechnung der kostenlosen Zuteilung von Emissionsrechten basiert auf der Treibhausgaseffizienz von Referenzanlagen und orientiert sich insbesondere an den Benchmarks in Anhang 9 Ziffer 1 der CO_2-Verordnung (Art. 19 Abs. 3 CO_2-Gesetz). Das BAFU berücksichtigt dabei die Vorschriften der Europäischen Union[5] (Art. 46 Abs. 1 CO_2-Verordnung).

Die von der EU übernommenen Benchmarks wurden mittels umfassender Studien unter Mitwirkung der Industrie festgelegt. Sie basieren auf den Daten der treibhausgaseffizientesten 10 Prozent der relevanten Produktionsbetriebe in der EU und somit näherungsweise auf dem Einsatz der bestverfügbaren Technologie.

Neben den Benchmarks werden die Anpassungsfaktoren nach Anhang 9 Ziffer 3 und 4 der CO_2-Verordnung berücksichtigt (Art. 46 Abs. 1 CO_2-Verordnung). Die Anwendung der Anpassungsfaktoren nach Ziffer 3 erfolgt gemäss der Beurteilung des Risikos von Produktionsverlagerungen ins Ausland (*Carbon Leakage*). Die besonderen Anpassungsfaktoren nach Ziffer 4 werden nur bei Benchmarks von Produktionsprozessen, die sowohl mit Brennstoffen als auch mit Strom betrieben werden können, angewendet (vgl. Kap. 4.5.2).

Die kostenlose Zuteilung wird im Rahmen einer initialen Zuteilungsberechnung für die Jahre 2021 bis 2025 und erneut für die Jahre 2026 bis 2030 bestimmt. Die kostenlose Zuteilung wird jährlich angepasst, sofern die Voraussetzungen dafür gegeben sind.

Die kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten für neue Teilnehmer und bestehende Teilnehmer mit neuen Zuteilungselementen berechnet sich grundsätzlich nach derselben Systematik wie für bestehende Betreiber von Anlagen, wobei gegebenenfalls auch ein sektorübergreifender Korrekturfaktor angewendet wird.

Als neue Teilnehmer oder bestehende Teilnehmer mit neuen Zuteilungselementen gelten Betreiber von Anlagen, die nach dem 1. Januar 2021 neu am EHS teilnehmen oder die nach dem 1. Januar 2021 ein neues Zuteilungselement in Betrieb nehmen. Auch Betreiber, die ab dem 1. Januar 2021 am EHS teilnehmen, deren Anlagen aber ihren Betrieb erst nach dem 1. Januar 2020 aufgenommen haben, gelten als neue Teilnehmer. Bei der kostenlosen Zuteilung für diese Betreiber von Anlagen ist zu beachten, dass nur eine begrenzte Menge an Emissionsrechten zur Verfügung steht (Art. 45 Abs. 2 CO_2-Verordnung). Übertreffen die geltend gemachten Ansprüche diese Menge, erfolgt die Zuteilung anhand der definierten Reihenfolge gemäss Artikel 45 Absatz 4 der CO_2-Verordnung. Ist sie aufgebraucht, können keine weiteren Emissionsrechte mehr kostenlos zugeteilt werden (vgl. Kap. 3).

4.2 Anwendung der Benchmarks und Aufteilung der Anlagen in Zuteilungselemente

4.2.1 Benchmark-Hierarchie

Nach Anhang 9 Ziffer 1.1 der CO_2-Verordnung erfolgt die kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten grundsätzlich anhand von Produktbenchmarks.

Diese Benchmarks wurden auf Basis einzelner hergestellter Produkte bestimmt und haben die Einheit «Emissionsrechte pro Tonne hergestellter Produkte». Für insgesamt 52 Produkte wurde ein Produktbenchmark definiert. Die kostenlose Zuteilung orientiert sich an den Produktionsdaten.

Für Produktionstätigkeiten ohne definierten Produktbenchmark werden die Benchmarks nach Anhang 9 Ziffer 1.2 bis 1.4 der CO_2-Verordnung in der folgenden Reihenfolge angewendet:

[5] Im Rahmen der Berechnung der kostenlosen Zuteilung wird das BAFU – wo notwendig – ergänzend zu den in diesem Kapitel erläuterten Regelungen auf weitergehende Regelungen und Vollzugsbeispiele in den Leitlinien Nr. 1 bis 10 der EU abstützen (Guidance Documents).

- Wird im Rahmen einer Tätigkeit messbare Wärme genutzt, erfolgt die kostenlose Zuteilung auf Basis des Wärmebenchmarks (Anh. 9 Ziffer 1.2 CO_2-Verordnung). Der Wärmebenchmark bildet eine Wärmegewinnung mit einem emissionseffizienten Einsatz von Brennstoffen und einem hohen Wirkungsgrad ab. Die kostenlose Zuteilung hängt von der genutzten Wärme in TJ und deren Ursprung ab.
- Ist die im Rahmen einer Tätigkeit genutzte Wärme nicht messbar (z. B. in einem Schmelzofen), wird der Brennstoffbenchmark (Anh. 9 Ziffer 1.3 CO_2-Verordnung) angewendet. Der Brennstoffbenchmark basiert auf der Annahme eines emissionseffizienten Einsatzes von Brennstoffen. Die kostenlose Zuteilung basiert auf dem Energieeinsatz aus den verwendeten Brennstoffen in TJ (unterer Heizwert).
- Für nicht vermeidbare Emissionen aus Produktionsprozessen (Prozessemissionen), die nicht bereits von einem Produktbenchmark abgedeckt sind, bemisst sich die kostenlose Zuteilung an den effektiven Emissionen. Auch Emissionen aus energetisch genutzten Restgasen mit einem wesentlichen Anteil an nicht oxidiertem Kohlenstoff sowie Emissionen aus Sonderabfällen, die in Sonderabfallentsorgungsanlagen verbrannt werden, können als Prozessemissionen gelten.

4.2.2 Aufteilung der Anlagen in Zuteilungselemente

Basierend auf den anzuwendenden Benchmarks sind alle Anlagen eines Standorts in Zuteilungselemente aufzuteilen. Ein Zuteilungselement umfasst alle Stoff- und Materialströme und Emissionen, für die eine kostenlose Zuteilung nach demselben Benchmark erfolgt und die demselben *Carbon Leakage*-Status unterliegen (vgl. Kap. 4.4). Die Anzahl Zuteilungselemente wird so gewählt, dass die kostenlose Zuteilung für alle zuteilungsberechtigten Produkte-, Wärme- oder Energiemengen und Emissionen sichergestellt ist.

Ein Zuteilungselement kann, muss aber nicht zwingend entlang von technischen Einheiten gezogen werden. Werden beispielsweise zwei unterschiedliche Produkte mit denselben Anlagen hergestellt, wobei nur das eine durch einen Produktbenchmark erfasst ist, so werden die Anlagen zu mehreren Zuteilungselementen zugewiesen (z. B. ein Zuteilungselement mit Produktbenchmark und ein Zuteilungselement mit Wärmebenchmark). Dabei ist pro Zuteilungselement eine Aktivitätsrate zu bestimmen. Emissionen, Stoff- und Energieflüsse sind gegebenenfalls aufzuteilen und den Zuteilungselementen zuzuordnen. Dabei sind Mehrfachzuordnungen auf verschiedene Zuteilungselemente zu verhindern.

Nebentätigkeiten (z. B. Beheizung von Bürogebäude und Kantinen) werden als der Hauptproduktionstätigkeit der Anlagen zugehörig betrachtet und sind im Produktbenchmark bereits berücksichtigt, sofern ein solcher Anwendung findet.

4.3 Systemgrenzen überschreitende Wärmeströme

Wärmeexporte an Dritte ausserhalb des EHS

Innerhalb des EHS erzeugte Wärme, die ausserhalb des EHS genutzt wird, ist in der Regel zuteilungsberechtigt. Der Wärmelieferant erhält eine kostenlose Zuteilung anhand des Wärmebenchmarks. Aus Strom erzeugte Wärme und Wärme, die aus der Herstellung von Salpetersäure stammt, ist nicht zuteilungsberechtigt. Wird innerhalb des EHS erzeugte Wärme ausserhalb des EHS zur Stromerzeugung genutzt, ist diese nicht zuteilungsberechtigt.

Wärmeimporte von Dritten ausserhalb des EHS

Ausserhalb des EHS erzeugte Wärme, die innerhalb des EHS genutzt wird, ist nicht zuteilungsberechtigt. Wird die Wärme in Anlagen eines Zuteilungselements mit Produktbenchmark genutzt, wird die nach dem Produktbenchmark berechnete kostenlose Zuteilung verringert. Die bezogene Wärme in TJ wird dazu mit dem Wärmebenchmark multipliziert und von der berechneten kostenlosen Zuteilung für den Produktbenchmark abgezogen.

Wärmelieferungen innerhalb des EHS

Bei direkten Wärmelieferungen zwischen zwei Anlagen im EHS erfolgt die kostenlose Zuteilung für die zuteilungsberechtigte Wärme beim Wärmenutzer.

Handel mit eingekaufter Wärme

Handelt ein Betreiber von Anlagen im EHS mit Wärme (d. h. er kauft die Wärme ein und verkauft sie dann weiter) erhält er dafür nie eine kostenlose Zuteilung. Dies unabhängig davon, ob die wärmeverbrauchenden Anlagen im EHS sind oder nicht.

4.4 Berücksichtigung des Risikos von Produktionsverlagerungen ins Ausland (*Carbon Leakage*)

Die Menge der kostenlos zuzuteilenden Emissionsrechte wird jährlich anhand der Anpassungsfaktoren nach Anhang 9 Ziffer 3 der CO_2-Verordnung vermindert, wenn die vom betreffenden Zuteilungselement erfassten Tätigkeiten keinem Risiko von Produktionsverlagerungen ins Ausland (*non Carbon Leakage*) unterliegen. Der *Carbon Leakage* Status wird für jedes Zuteilungselement einzeln festgelegt.

Der Betreiber der Anlagen muss die für die Beurteilung des Carbon Leakage Status notwendigen Angaben im Rahmen der Mitwirkungspflicht nach Artikel 50 Absatz 2 der CO_2-Verordnung zur Verfügung stellen. Im Zweifelsfall wird der Status *non Carbon Leakage* angenommen.

***Carbon Leakage* Status von Zuteilungselementen**

Für jedes Zuteilungselement wird im Rahmen der Berechnung der kostenlosen Zuteilung untersucht, ob es gemäss Anhang I des delegierten Beschlusses 2019/708/EU der EU Kommission vom 15. Februar 2019[6] als *Carbon Leakage* gefährdet gilt oder nicht. Das Verzeichnis der *Carbon Leakage* gefährdeten Sektoren und Teilsektoren basiert gemäss der Statistischen Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft auf NACE[7]- und PRODCOM[8]-Klassifizierungen. Für jede Produktionstätigkeit wird abgeklärt, ob sie unter die aufgeführten NACE-Codes, bzw. das hergestellte Produkt unter die PRODCOM-Codes fällt. Die statistische Klassifizierung nach Schweizer NOGA-Systematik[9] ist dabei nicht relevant.

Für Wärme- oder Brennstoffbenchmarks bzw. Prozessemissionen gilt: Umfasst ein solcher Benchmark Produktionsprozesse bzw. Produkte, die einem unterschiedlichen *Carbon Leakage* Status unterliegen, werden zwei Zuteilungselemente erstellt (*Carbon Leakage* und *non Carbon Leakage*). Umfasst eines dieser beiden Zuteilungselemente weniger als 5 Prozent der gesamten Aktivitätsrate dieses Benchmarks, kann diese Aktivitätsrate dem anderen Zuteilungselement zugeschlagen werden (95 Prozent Regel). Wird die 5 Prozent Schwelle in den Folgejahren überschritten, so wird das Zuteilungselement mit dem bisher nicht separat ausgewiesenen *Carbon Leakage* Status als neues Zuteilungselement behandelt. Die Aktivitätsraten werden gemäss Kapitel 4.6.1 bestimmt.

Bei Wärmelieferungen an Dritte richtet sich der *Carbon Leakage* Status der entsprechenden Wärmeproduktion nach demjenigen des Wärmenutzers (Anh. 9 Ziffer 3.2 CO_2-Verordnung). Zur Unterscheidung von messbarer Wärme, die über ein Netz zum Zweck der Raumheizung oder -kühlung geliefert wird (Anh. 9 Ziffer 3.3 CO_2-Verordnung), muss der Betreiber hinreichend nachweisen, zu welchem Zweck die entsprechende Wärme geliefert wird.

Zusätzlich zum Verzeichnis der *Carbon Leakage* der EU gilt in der Schweiz für die Herstellung von Niacin, sowie für Anlagen, deren Hauptzweck die Entsorgung von Sonderabfällen nach Artikel 3 Buchstabe c der VVEA ist, der Anpassungsfaktor von 1 (Anh. 9 Ziffer 3.4 CO_2-Verordnung).

[6] Delegierter Beschluss (EU) 2019/708 der Kommission vom 15. Februar 2019 zur Ergänzung der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich der Festlegung der Sektoren und Teilsektoren, bei denen davon ausgegangen wird, dass für sie im Zeitraum 2021–2030 ein Risiko der Verlagerung von CO_2-Emissionen besteht, Fassung gemäss ABl. L 120 vom 8.5.2019, S. 20–26.

[7] Nomenclature générale des Activités économiques dans la Communauté Européenne, Rev. 2.1.: https://showvoc.op.europa.eu/

[8] PRODuction COMmunautaire: https://showvoc.op.europa.eu/

[9] Nomenclature Générale des Activités économiques.

***Carbon Leakage* Status von Nebentätigkeiten**

Für nicht direkt mit der Produktion verbundene Gebäude wie z. B. Bürogebäude oder Kantine, richtet sich der *Carbon Leakage* Status der in diesen Gebäuden genutzten Energie nach demjenigen der wichtigsten Produktionstätigkeit am Standort.

***Carbon Leakage* Status von Forschungs-, Prüf- und Entwicklungsanlagen**

Für Tätigkeiten der Forschung, Prüfung und Entwicklung neuer Produkte und Prozesse wird unterschieden, ob es sich um eine Nebentätigkeit oder eine eigenständige Tätigkeit handelt:

- Nebentätigkeiten zu einer Produktionstätigkeit: der Carbon Leakage Status richtet sich nach demjenigen der wichtigsten Produktionstätigkeit am Standort.
- Eigenständige Tätigkeiten (z. B. Forschungsstandort): besteht ein direkter Zusammenhang mit einer Produktionstätigkeit, die im Anhang des Beschlusses 2019/708/EU aufgeführt ist, wird auch die entsprechende Forschungs-, Prüf- und Entwicklungstätigkeit als Carbon Leakage gefährdet eingestuft. Anderenfalls gelten eigenständige Forschungs-, Prüf- und Entwicklungstätigkeiten als nicht Carbon Leakage gefährdet.

4.5 Formel für die Zuteilungsberechnung

4.5.1 Allgemeine Formel für die Zuteilungsberechnung

Die kostenlose Zuteilung wird pro Zuteilungselement gemäss folgender Formel für jedes Jahr der Teilnahme am EHS berechnet (Anh. 9 Ziffer 2.1 CO_2-Verordnung):

$$Zuteilung_i = BM \times hAR \times AF_i \times SKF_i$$

mit:

- $Zuteilung_i$ = Zuteilung im Jahr i
- BM = anzuwendender Benchmark
- hAR = Historische Aktivitätsrate (auf den entsprechenden Benchmark bezogen)
- AF_i = Anpassungsfaktor im Jahr i (abhängig vom Risiko für Produktionsverlagerungen)
- SKF_i = Sektorübergreifender Korrekturfaktor im Jahr i[10]

Der Benchmark wird pro Zuteilungselement auf Basis der in Kapitel 4.2.1 beschriebenen Benchmark-Hierarchie bestimmt.

Die historische Aktivitätsrate wird anhand des Betriebs des Zuteilungselements in einer Bezugsperiode bestimmt. Sie wird gemäss den Vorgaben in Kapitel 4.6 bestimmt.

Besteht für eine Produktionstätigkeit kein Risiko von Produktionsverlagerungen ins Ausland (Status *non Carbon Leakage*), werden die Anpassungsfaktoren AF nach Anhang 9 Ziffer 3 der CO_2-Verordnung angewendet (vgl. Kap. 4.4). Für Produktionstätigkeiten mit Risiko von Produktionsverlagerungen ins Ausland wird in der Berechnungsformel der Anpassungsfaktor mit dem Wert eins eingesetzt.

Die Menge der nicht zuteilungsberechtigten Wärme in TJ, die innerhalb eines Zuteilungselements mit Produktbenchmark verbraucht wird, wird mit dem Wert des Wärmebenchmarks multipliziert und vom Produkt des Benchmarks und der historischen Aktivitätsrate abgezogen. Dies betrifft insbesondere von ausserhalb des EHS bezogene Wärme, aus Strom oder durch den Einsatz von Kernenergie erzeugte Wärme sowie Wärme, die aus der Herstellung von Salpetersäure stammt.

Die sektorübergreifenden Korrekturfaktoren (SKF) nach Artikel 46 Absatz 2 der CO_2-Verordnung werden im Voraus für die Zeiträume 2021 bis 2025 und 2026 bis 2030 berechnet und grundsätzlich nicht mehr angepasst. Da der Absenkpfad der im EHS maximal zur Verfügung stehenden Emissionsrechte (*Cap*)

[10] Wird nach Abschluss der initialen Berechnung der kostenlosen Zuteilung sämtlicher Anlagen im EHS durch das BAFU berechnet.

ab dem Jahr 2025 ändert (Art. 45 Abs. 1 und Anh. 8 Ziff. 1 CO_2-Verordnung), wird der sektorübergreifende Korrekturfaktor für das Jahr 2025 neu berechnet. Sollte dieser mehr als 5 Prozent betragen, wird die Kürzung neu nach Artikel 19 Absatz 7 CO_2-Gesetz bis auf 5 Prozent begrenzt, soweit dafür zurückbehaltene Emissionsrechte nach Artikel 45 Absatz 2 CO_2-Verordnung zur Verfügung stehen, die nicht kostenlos zugeteilt werden.

$$SKF_i = \frac{(im\ EHS\ max.zur\ Verfügung\ stehende\ Emissionsrechte\ im\ Jahr\ i) \times 0{,}95}{Summe\ aller\ \ initial\ berechneten\ Ansprüche\ auf\ eine\ kostenlose\ Zuteilung\ im\ Jahr\ i}$$

Ein sektorübergreifender Korrekturfaktor kommt zur Anwendung, wenn die Summe aller initial berechneten kostenlosen Zuteilungen 95 Prozent des *Cap* übersteigt. Die sektorübergreifenden Korrekturfaktoren werden gegebenenfalls über alle kostenlosen Zuteilungen hinweg linear angewendet.

4.5.2 Spezialformel für die Anwendung der Produktbenchmarks in Sektoren mit Austauschbarkeit zwischen Brennstoffen und Strom

Produktionsprozesse, die von folgenden Produktbenchmarks erfasst sind, können sowohl mit Brennstoffen als auch mit Strom betrieben werden (Anh. 9 Ziffer 4.2 CO_2-Verordnung):

- Raffinerieprodukte;
- Im Elektrolichtbogenverfahren gewonnener Kohlenstoffstahl;
- Im Elektrolichtbogenverfahren gewonnener hochlegierter Stahl;
- Eisenguss;
- Mineralwolle;
- Gipskarton;
- Industrieruss («Carbon Black»);
- Ammoniak;
- Steamcracken;
- Aromaten;
- Styrol;
- Wasserstoff;
- Synthesegas;
- Ethylenoxid und Ethylenglycole.

Bei der Festlegung dieser Produktbenchmarks wurden neben den direkten Emissionen auch die indirekten Emissionen aus der Erzeugung des verwendeten Stroms miteingerechnet. Da diese indirekten Emissionen aber nicht zuteilungsberechtigt sind, müssen sie bei der Anwendung der oben aufgelisteten Produktbenchmarks nach folgender Formel in die Berechnung einbezogen (Anh. 9 Ziffer 4.1 CO_2-Verordnung):

$$Zuteilung_i = \frac{E_{direkt}}{E_{direkt} + E_{indirekt}} \times BM \times hAR \times AF_i \times SKF_i$$

mit:[11]

- E_{direkt} = Direkte Emissionen innerhalb des entsprechenden Zuteilungselements mit Produktbenchmark in der Bezugsperiode. Darin enthalten sind auch Emissionen aus der innerhalb des Zuteilungselements genutzten Wärme, die direkt von anderen Anlagen im oder ausserhalb des EHS bezogen wurde.[12]

[11] vgl. auch Legende zur allgemeinen Formel in Kapitel 4.5.1.

[12] Die Emissionen aus bezogener Wärme berechnen sich aus der bezogenen Wärmemenge multipliziert mit dem Wärmebenchmark (Anh. 9 Ziffer 1.2 CO_2-Verordnung).

- $E_{indirekt}$ = Indirekte Emissionen aus dem innerhalb des entsprechenden Zuteilungselements mit Produktbenchmark genutzten Stroms in der Bezugsperiode.[13]

4.6 Bestimmung der Aktivitätsraten

4.6.1 Historische Aktivitätsrate und Bezugsperiode

Zur Berechnung der kostenlosen Zuteilung wird für jedes Zuteilungselement eine historische Aktivitätsrate bestimmt. Sie wird anhand des Betriebs der vom jeweiligen Zuteilungselement erfassten Anlagen in einer Bezugsperiode bestimmt. Die Daten werden für jedes Zuteilungselement erhoben und umfassen insbesondere für:

- Zuteilungselemente mit Produktbenchmark: Produktionsmenge des entsprechenden Produkts in Tonnen;
- Zuteilungselemente mit Wärmebenchmark: Messbare Wärme (Nutzenergie) in TJ;
- Zuteilungselemente mit Brennstoffbenchmark: Energieeinsatz in TJ (abgeleitet aus unterem Heizwert und den verwendeten Brennstoffmengen);
- Zuteilungselemente mit Prozessemissionen: Emissionen in Tonnen CO_2eq;
- alle innerhalb des EHS hergestellten Produkte: Detaillierte Angaben zur Bestimmung des Risikos von Produktionsverlagerungen ins Ausland (Carbon Leakage, vgl. Kap. 4.4).

Die historische Aktivitätsrate entspricht dem arithmetischen Mittel der Jahresdaten der anwendbaren Bezugsgrösse in den Bezugsperioden 2014 bis 2018 und 2019 bis 2023. Zur Bestimmung des arithmetischen Mittels werden alle Kalenderjahre in einer Bezugsperiode berücksichtigt, in denen die relevanten Anlagen mindestens einen Tag lang in Betrieb waren.[14] Liegen Daten für weniger als zwei Kalenderjahre vor, so entsprechen die historischen Aktivitätsraten den Aktivitätsraten des ersten Kalenderjahres nach Inbetriebnahme. Falls für ein Zuteilungselement während der Bezugsperiode Werte eines ganzen Kalenderjahres nach Inbetriebnahme nicht vorliegen, wird die historische Aktivitätsrate erst bestimmt, nachdem diese Daten vorliegen.

Im Rahmen der initialen Zuteilungsberechnung für die Periode 2021 bis 2025 bzw. 2026 bis 2030 werden neue Anlagen berücksichtigt, sofern Daten für das ganze Jahr 2020 bzw. 2025 vorliegen.

Für alle anderen Fälle erfolgt die kostenlose Zuteilung im Jahr der Inbetriebnahme – erster Tag mit Aktivitätsrate grösser Null – anhand der effektiven Aktivitätsrate. Für die Folgejahre gilt als massgebende historische Aktivitätsrate die Aktivitätsrate des ersten ganzen Kalenderjahres nach der Inbetriebnahme.

4.6.2 Erhebung der Daten

Das BAFU oder eine von ihm beauftragte Stelle erhebt die Daten, die für die initiale Berechnung der Menge der kostenlos zuzuteilenden Emissionsrechte erforderlich sind (Art. 50 Abs. 1 CO_2-Verordnung). Die Betreiber von Anlagen sind zur Mitwirkung verpflichtet. Wird diese Mitwirkungspflicht verletzt, erfolgt keine kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten (Art. 50 Abs. 2 CO_2-Verordnung).

Für die Datenerhebung gilt das Prinzip der höchsten erreichbaren Genauigkeit. Verwendet werden die genausten Daten, die erhoben werden können. Falls immer möglich sind Primärdaten zu erheben und alle Umrechnungen lückenlos zu dokumentieren. Fehlende, ungenaue oder lückenhafte Daten werden basierend auf dem aktuellen wissenschaftlichen und technischen Kenntnisstand berechnet oder geschätzt. Es sind dabei konservative Ansätze zu wählen, die sicherstellen, dass der Anspruch auf eine kostenlose Zuteilung nicht überschätzt wird.

Die erhobenen Daten werden anlässlich der Datenerhebung auf ihre Qualität hin überprüft. Nach Möglichkeit werden die verfügbaren Datenquellen kombiniert, um mit einem Abgleich die Genauigkeit der

[13] Die Emissionen aus dem konsumierten Strom berechnen sich basierend auf der in der Bezugsperiode gesamthaft konsumierten Strommenge (in MWh) multipliziert mit dem Emissionsfaktor 0,376 t CO_2eq pro MWh (Anh. 9 Ziffer 4.1 CO_2-Verordnung).

[14] In gewissen Fällen sind Jahre mit einer Aktivitätsrate von Null für die Bildung des arithmetischen Mittels zu berücksichtigen. Dies insbesondere, wenn die entsprechenden Anlagen mehreren Zuteilungselementen zugeordnet sind (z.B. mehrere Produkte auf einer Produktionslinie) und die Aktivitätsrate eines dieser Zuteilungselemente grösser Null ist; die Anlagen folglich in Betrieb waren.

Daten sicherzustellen. Die Datenquellen werden festgehalten und die angewandten Methoden dokumentiert. Damit wird sichergestellt, dass erhobene Daten zur Quelle zurückverfolgt werden können und die Berechnungen und Schätzungen nachvollziehbar sind. Zudem muss der Betreiber der Anlagen die Genauigkeit und Vollständigkeit der zur Verfügung gestellten Daten mit einer Unterschrift bestätigen.

4.6.3 Datenquellen

Für die Bestimmung der Aktivitätsraten, der zuteilungsrelevanten Parameter und der Berechnungsparametern sind die genauesten vorhandenen Primärdaten zu verwenden. Die Datenquellen sind gemäss der nachfolgenden Priorität zu wählen:

Quellen für relevante Mengen von Stoff- und Energieströmen (benchmarkspezifische Daten):

- Daten welche basierend auf den Methoden gemäss dem genehmigten Monitoringkonzept 2013–2020 erhoben wurden, sofern es sich dabei weiterhin um die genauest möglichen Daten handelt;
- Direkt bestimmte Daten auf Grundlage von Messwerten von eigenen Messgeräten oder Messgeräten Dritter, die der nationalen gesetzlichen messtechnischen Kontrolle unterliegen;
- Direkt bestimmte Daten auf Grundlage von Messwerten eigener Messgeräte, die nicht der nationalen gesetzlichen messtechnischen Kontrolle unterliegen;
- Direkt bestimmte Daten auf Grundlage von Messwerten von Messgeräten Dritter, die nicht der nationalen gesetzlichen messtechnischen Kontrolle unterliegen;
- Messwerte von Messgeräten, um einen Datensatz indirekt zu bestimmen, sofern nachweislich eine angemessene Korrelation zwischen den Messungen und dem fraglichen Datensatz besteht;
- andere Methoden (z. B. Berechnung eines Proxywerts für die Bestimmung der Nettomengen messbarer Wärme).

Quellen für relevante Berechnungsparameter (z. B. Heizwerte, Biomasseanteile, Oxidationsfaktoren, Umsetzungsfaktoren):

- Methoden für die Bestimmung von Berechnungsparametern gemäss dem genehmigten Monitoringkonzept, sofern diese Methoden weiterhin zu den genauest möglichen Daten führen;
- Laboranalysen gemäss den Vorgaben für das Monitoring (vgl. Kap. 6.6.4);
- vereinfachte Laboranalysen gemäss den Vorgaben für die kostenlose Zuteilung (vgl. Kap. 6.6.4);
- konstante Werte auf Grundlage einer der folgenden Datenquellen: Standardfaktoren (z. B. des Schweizer Treibhausgasinventars), Literaturwerte, vom Lieferanten spezifizierte und garantierte Werte;
- konstante Werte auf Grundlage einer der folgenden Datenquellen: Standardfaktoren/stöchiometrische Faktoren, auf Analysen beruhende Werte, sonstige auf wissenschaftlichen Erkenntnissen beruhende Werte.

4.6.4 Erhebung von Produktionsmengen für Zuteilungselemente mit Produktbenchmark

Die für die kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten auf Basis eines Produktbenchmarks (vgl. Anh. 9 Ziffer 1.1 CO_2-Verordnung) relevanten Produktionsmengen werden auf Grundlage einer Warenbuchhaltung (Produktionsdaten abgeglichen mit Einkäufen, Verkäufen und Lagerhaltung) erhoben und überprüft.

Relevant ist die tatsächliche Produktionsmenge, welche die Anlagen verlässt oder in Lagerhaltung geht. Ausschuss gilt nicht als Produktion. Bei Zwischenprodukten sind die benchmarkspezifischen Regelungen zu beachten und Mehrfachzuteilungen zu verhindern.

4.6.5 Erhebung von Wärmeflüssen (Nutzenergie) für Zuteilungselemente mit Wärmebenchmark

Für die kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten auf Basis des Wärmebenchmarks (vgl. Anh. 9 Ziffer 1.2 CO_2-Verordnung) ist die im Zuteilungselement bezogene Nutzenergie massgebend. Sie wird in TJ ausgewiesen und in der Regel auf Basis der Enthalpie (Dampf) berechnet. Von Anlagen ausserhalb des EHS bezogene Wärmemengen sind nicht zuteilungsberechtigt (vgl. Kap. 4.3).

Die im Zuteilungselement bezogene Nutzenergie wird aus der Differenz von zugeführter Energie (z. B. Dampf, Vorlauf) und rückgeführter Energie (z. B. Kondensat, Rücklauf) bestimmt. Unproduktiver Energieverlust (z. B. Abdampf, Verteilungsverluste, verworfenes Kondensat) wird abgezogen. Produktiver Energieeinsatz (z. B. Direktdampf zur Befeuchtung eines Zwischenprodukts) ist hingegen zuteilungsberechtigt.

Bei der Bestimmung der Nutzenergie sind die nachfolgend aufgeführten Methoden – gemäss vorgegebener Priorisierung – zu verwenden:

1. Berechnung basierend auf Messwerten:

Die zugeführte Nutzenergie wird unmittelbar vor Eintritt in die Anlagen eines Zuteilungselements und die rückgeführte Energie (Kondensat) unmittelbar nach Austritt aus den relevanten Anlagen gemessen. Das Kondensat wird grundsätzlich als vollständig rückgeführt eingerechnet. Die Enthalpie des nicht gemessenen oder nicht rückgeführten Kondensats wird unter Annahme einer Medientemperatur von 90° C berechnet und in der Bilanz berücksichtigt. Nur im Ausnahmefall einer Verwendung von Direktdampf in Produktionsprozessen innerhalb des Zuteilungselements (z. B. zur Befeuchtung eines Zwischenprodukts) kann von dieser Regel abgewichen werden. Verteilungsverluste zwischen den effektiv vorhandenen Messpunkten (z. B. nur am Ausgang des Kesselhauses) und den gemäss den Regeln vorgesehenen Messpunkten werden bestmöglich geschätzt und von der Nutzenergie abgezogen. Ist dies nicht möglich, wird als Standardwert ein pauschaler Verteilungsverlust von 20 Prozent angenommen.

2. Berechnung basierend auf Dokumenten

Stammt die Nutzenergie von externen oder internen Wärmelieferanten, kann für die Bestimmung der Nutzenergie auf entsprechende Dokumente (z. B. Rechnungen an Abnehmer, interner Kostenschlüssel für verschiedene Produkte/Abteilungen) zurückgegriffen werden. Eine unvollständige Kondensatrückführung sowie allfällige Verteilungsverluste sind gegebenenfalls gemäss dem in Priorität 1 beschriebenen Vorgehen zu berücksichtigen.

3. Berechnung basierend auf Brennstoff-Input und Wirkungsgrad der wärmeerzeugenden Anlagen

Die Wärmeproduktion wird auf Basis des Brennstoffverbrauchs in der Bezugsperiode, des unteren Heizwerts des eingesetzten Brennstoffs sowie des Wirkungsgrads der wärmeproduzierenden Anlagen bestimmt. Eine unvollständige Kondensatrückführung sowie allfällige Verteilungsverluste sind gegebenenfalls gemäss dem in Priorität 1 beschriebenen Vorgehen zu berücksichtigen. Ist der Wirkungsgrad nicht den Herstellerangaben der Anlagen zu entnehmen, kann dieser experimentell – mit Hilfe entsprechender Lastkurven – ermittelt werden, wobei vollständiger Kondensatrückfluss bei 90° C angenommen wird.

4. Berechnung basierend auf Brennstoff-Input mit einem angenommenen Wirkungsgrad der wärmeerzeugenden Anlagen von 0,7

Ist der Wirkungsgrad der Anlagen nicht bekannt oder die Herleitung nicht ausreichend belegt, wird ein Referenzwirkungsgrad von 0,7 angenommen, wobei auf eine zusätzliche Korrektur der zuteilungsberechtigten Nutzenergie um Verteilungsverluste verzichtet wird.

4.6.6 Erhebung der verwendeten Brennstoffe (Inputenergie) für Zuteilungselemente mit Brennstoffbenchmark

Für die kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten auf Basis des Brennstoffbenchmarks (vgl. Anh. 9 Ziffer 1.3 CO_2-Verordnung) ist die Energie (TJ auf Basis des unteren Heizwerts) der in einem Zuteilungselement verfeuerten Energieträger relevant, welche für einen bestimmten Zweck (zur Herstellung von Produkten, Erzeugung mechanischer Energie, Heizung, Kühlung) verwendet werden.

Für Regelbrennstoffe können die notwendigen Daten gegebenenfalls direkt den Rechnungsdokumenten entnommen werden.

Zur Erzeugung von Strom verwendete oder abgefackelte Brennstoffe (ausgenommen Sicherheitsabfackelung, vgl. Kap. 9.4) sind nicht zuteilungsberechtigt.

4.6.7 Erhebung der Prozessemissionen für Zuteilungselemente mit Prozessemissionen

Die Erhebung oder Herleitung von Prozessemissionen (Anh. 9 Ziffer 1.4 CO_2-Verordnung) umfasst ausschliesslich zuteilungsberechtigte Emissionen, die keinem Produkt-, Wärme- oder Brennstoffbenchmark zugeordnet werden können. Prozessemissionen können nur in Prozessen entstehen, deren Hauptzweck nicht die Produktion von Wärme ist. Sie werden in der Regel gemessen oder anhand der eingesetzten Mengen an emissionsrelevanten Roh- und Werkstoffen stöchiometrisch bestimmt.

Als Prozessemissionen gelten:

- andere Treibhausgasemissionen als CO_2-Emissionen nach Artikel 1 der CO_2-Verordnung (z. B. N_2O), die nicht bereits in entsprechenden Produktbenchmarks abgedeckt sind;
- nicht-energetische CO_2-Emissionen, die als direktes und unmittelbares Ergebnis eines Herstellungsprozesses oder einer chemischen Reaktion entstehen (vgl. unten aufgelistete Tätigkeiten);
- Emissionen aus der Verbrennung von unvollständig oxidiertem Kohlenstoff (Restgase oder Synthesegase) zur Erzeugung von messbarer und nicht messbarer Wärme oder Strom (vgl. Kap. 9);
- Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung von Sonderabfällen nach Artikel 3 Buchstabe c der VVEA, in Anlagen, deren Hauptzweck die Entsorgung dieser Sonderabfälle ist.

Folgende Tätigkeiten können zur Entstehung von Prozessemissionen führen:

Tab. 1: Tätigkeiten, die unter die Definition eines Zuteilungselements mit Prozessemissionen fallen[15]

Tätigkeit	Beispiel
Chemische, elektrolytische oder pyrometallurgische Reduktion von Metallverbindungen in Erzen, Konzentraten und Sekundärstoffen	Kupferherstellung aus karbonathaltigen Kupfermineralien
Entfernung von Unreinheiten aus Metallen und Metallverbindungen	Emissionen aus der Oxidation von Unreinheiten in Schrott, die als Teil eines Recyclingprozesses emittiert werden
Thermische Zersetzung von Karbonaten, ausgenommen Karbonate für die Abgasreinigung	Herstellung von Magnesiumoxid
Chemische Synthesen, bei denen das kohlenstoffhaltige Material die Reaktion mitbestimmt	Produktion von Acrylsäure, Acetylen (partielle Oxidation), Acrylnitril (Ammoxidation) und Formaldehyd (partielle Oxidation/ Dehydrierung)
Verwendung kohlenstoffhaltiger Zusatzstoffe oder Rohstoffe	Emissionen aus der Oxidation von organischen Additiven zur Erhöhung der Porosität von Keramikprodukten
Chemische oder elektrolytische Reduktion von Halbmetalloxiden oder Nichtmetalloxiden wie Siliziumoxiden und Phosphaten	Herstellung von Silizium, Reduktion von Phosphaterz

[15] Quelle: Guidance Document n°2 der EU, Kapitel 3.5

5 Anpassung der kostenlos zuzuteilenden Emissionsrechte

5.1 Einleitung

Die kostenlose Zuteilung wird für jedes Zuteilungselement jährlich überprüft und angepasst, wenn die Voraussetzungen dafür erfüllt sind. Dabei ist zu unterscheiden zwischen einer Anpassung aufgrund von veränderten Aktivitätsraten oder einer Anpassung aufgrund von Veränderungen der Werte weiterer Parameter, die bei der Erstberechnung zu berücksichtigen waren.

Damit geprüft werden kann, ob die kostenlose Zuteilung anzupassen ist, müssen die Betreiber von Anlagen die Vorjahreswerte der Aktivitätsraten und die Werte weiterer zuteilungsrelevanter Parameter für jedes Zuteilungselement rapportieren. Im Jahr 2021 sind diese für die beiden Vorjahre 2019 und 2020 zu rapportieren. Zudem werden gegebenenfalls auch die Aktivitätsraten neuer Zuteilungselemente, Angaben zu Betriebseinstellungen von Zuteilungselementen sowie sämtliche relevanten Änderungen innerhalb der Systemgrenzen (Art. 53 Abs. 1 CO_2-Verordnung) im Rahmen des Monitoringberichts bis am 31. März des Folgejahres gemeldet.

Werden die Aktivitätsraten und gegebenenfalls die Werte der weiteren zuteilungsrelevanten Parameter im Monitoring nicht angegeben oder bestehen Zweifel zu deren Richtigkeit, muss dies nach Aufforderung durch das BAFU innerhalb einer Nachfrist von 10 Tagen behoben werden. Andernfalls werden im entsprechenden Jahr keine Emissionsrechte kostenlos zugeteilt.

Aufgrund von Anpassungen und im Vergleich zur Erstberechnung nicht mehr kostenlos zuzuteilende Emissionsrechte fliessen in die für neue Teilnehmer und bestehende Teilnehmer mit neuen Zuteilungselementen sowie für bestehende Teilnehmer mit starkem Wachstum zurückbehaltene Menge und können diesen bei Bedarf für das aktuelle Jahr zugeteilt werden.

5.2 Anpassung der kostenlosen Zuteilung aufgrund von Veränderungen der Aktivitätsrate

Bei veränderten Aktivitätsraten wird die Zuteilung für das betroffene Jahr angepasst, wenn sich das arithmetische Mittel der Aktivitätsrate der zwei vorangehenden Jahre um mehr als 15 Prozent gegenüber der historischen Aktivitätsrate verändert hat.

Die durchschnittliche Aktivitätsrate der zwei vorangehenden Jahre für ein Zuteilungselement berechnet sich gemäss nachfolgender Formel. Die Aktivitätsraten werden nicht gerundet.

$$aAR_i = \frac{AR_{i-1} + AR_{i-2}}{2}$$

- aAR = arithmetisches Mittel der Aktivitätsraten der zwei Vorjahre
- AR = Aktivitätsrate des Zuteilungselements
- i = Jahr

Die Abweichung von aAR_i zur historischen Aktivitätsrate berechnet sich gemäss folgender Formel:

$$abs(X_i) = \frac{abs(aAR_i - hAR)}{hAR}$$

mit:

- abs(X) = absoluter Wert der relativen Abweichung zwischen aAR_i und hAR
- hAR = historische Aktivitätsrate AR in der relevanten Bezugsperiode

Ist die Veränderung kleiner oder gleich 15 Prozent, erfolgt keine Anpassung der kostenlosen Zuteilung für das Jahr i.

Beträgt die Abweichung zur historischen Aktivitätsrate mehr als 15 Prozent, ist aAR_i in der Regel die massgebende Aktivitätsrate für die Berechnung der kostenlosen Zuteilung des Jahres i. Die Anpassung der kostenlosen Zuteilung erfolgt in diesem Fall gemäss den in Kapitel 4.5 beschriebenen Regeln unter

Vorbehalt von weiteren Anpassungen gemäss Kapitel 5.3. Dazu wird für die Berechnung der kostenlosen Zuteilung für das Jahr i der exakte Wert von aAR_i an Stelle der historischen Aktivitätsrate berücksichtigt.

Wenn im Vorjahr bereits eine Anpassung vorgenommen wurde und der absolute Wert der Abweichung zwar weiterhin mehr als 15 Prozent beträgt, aber nicht gleichzeitig mindestens das nächsthöhere oder nächsttiefere 5-Prozentintervall (z. B. 25–30 Prozent, 30–35 Prozent) überschreitet, gilt für die Anpassung der Berechnung der kostenlosen Zuteilung für das Jahr i wiederum die bereits für das Vorjahr massgebende Aktivitätsrate. Beträgt die Abweichung im Folgejahr einer Anpassung um 24 Prozent beispielsweise 21 Prozent, so ist für die Anpassung weiterhin die massgebende Aktivitätsrate der ersten Anpassung relevant (24 Prozent).

Die genannten Anpassungen der kostenlosen Zuteilung anhand von Produktbenchmarks und anhand des Ansatzes nach Prozessemissionen nimmt das BAFU vor. Im Unterschied dazu muss der Betreiber von Anlagen ein Gesuch einreichen oder die notwendigen Nachweise erbringen, damit die kostenlose Zuteilung nach Wärme- oder Brennstoffbenchmark erhöht oder nicht gekürzt wird. Unabhängig davon ob es sich um eine Erhöhung oder eine Reduktion der Zuteilung handelt, wird diese in jedem Fall entweder in vollem Umfang oder gar nicht vorgenommen. Eine teilweise Anpassung der kostenlosen Zuteilung ist in der CO_2-Verordnung nicht vorgesehen. Die Betreiber der Anlagen reichen das Gesuch mit den erforderlichen Nachweisen und Berechnungen zusammen mit dem Monitoringbericht beim BAFU ein. Liefert ein Betreiber mehr oder weniger Wärme an Dritte ausserhalb des EHS ist kein Gesuch einzureichen. Dies da der Betreiber der wärmeerzeugenden Anlagen keinen direkten Einfluss auf die Energieeffizienz der Anlagen des Wärmebezügers nehmen kann.

Erhöhung der Aktivitätsraten nach dem Wärme- oder Brennstoffbenchmark um mehr als 15 Prozent: Die kostenlose Zuteilung nach dem Wärme- oder Brennstoffbenchmark wird nur auf Gesuch hin erhöht, wenn der Betreiber der Anlagen nachweist, dass der Mehrverbrauch nicht auf eine geringere Energieeffizienz zurückzuführen ist (Art. 46*b* Abs. 2 CO_2-Verordnung). Die Erhöhung der Aktivitätsraten muss somit durch eine Produktionssteigerung begründet sein. Wenn der Betreiber der Anlagen aufzeigt, dass die durchschnittliche Energieeffizienz der zwei Vorjahre mindestens gleich geblieben ist wie in der Bezugsperiode so wird die kostenlose Zuteilung erhöht. Im Falle einer Verringerung der Energieeffizienz, muss der Betreiber der Anlagen nachweisen können, dass der Einfluss der Produktionssteigerung den Effekt der Verringerung der Energieeffizienz deutlich überwiegt.

Verringerung der Aktivitätsraten nach dem Wärme- oder Brennstoffbenchmark um mehr als 15 Prozent: Die kostenlose Zuteilung nach dem Wärme- oder Brennstoffbenchmark wird nicht reduziert, wenn der Betreiber der Anlagen nachweist, dass der Minderverbrauch ausschliesslich auf eine höhere Energieeffizienz zurückzuführen ist (Art. 46*b* Abs. 3 CO_2-Verordnung). Die Verringerung der Aktivitätsrate darf nicht auf einen Produktionsrückgang oder einen ineffizienteren Betrieb der Anlagen zurückzuführen sein. Die kostenlose Zuteilung wird nur dann nicht gekürzt, wenn die Verringerung der Aktivitätsrate ausschliesslich mit der durchschnittlichen Energieeffizienz der zwei Vorjahre erklärt werden kann.

Bestimmung der Energieeffizienz in der Bezugsperiode: Die Energieeffizienz muss auf die Aktivitätsrate des gesamten Zuteilungselements bezogen werden. Die Effizienz ist anhand sämtlicher in den Anlagen eines Zuteilungselements produzierten Produkte zu berechnen und in TJ Energieverbrauch pro Einheit der Produktion auszuweisen. Gegebenenfalls ist zwischen Produkten unter verschiedenen PRODCOM-Codes zu unterscheiden. Änderungen im Produktemix und Wechsel von zuteilungsberechtigten zu nicht zuteilungsberechtigten Wärmequellen, wie z. B. Wärmebezug von ausserhalb des EHS statt eigener Wärmeerzeugung oder Ersatz von Brennstoff mit Strom zur Wärmeerzeugung, gelten nicht als Effizienzmassnahmen.

Beurteilung der Änderung der Energieeffizienz: Der Durchschnitt der produzierten Mengen der zwei Vorjahre wird mit der Energieeffizienz der Bezugsperiode multipliziert. Dies ergibt die erwartete Aktivitätsrate[16], welche mit der tatsächlichen durchschnittlichen Aktivitätsrate der zwei Vorjahre verglichen wird.

[16] Für Wärmelieferungen an Dritte ausserhalb des EHS wird dabei der tatsächliche Energieverbrauch als erwarteter Verbrauch angenommen. Für neue Produkte mit anderen PRODCOM-Codes, für die folglich keine Daten in der Bezugsperiode vorliegen, wird im ersten Jahr der Produktion ebenfalls der tatsächliche Energieverbrauch als erwarteter Verbrauch angenommen. Für die Folgejahre hingegen gilt das erste volle Kalenderjahr, in dem die neue Produktion erfolgt ist, als Referenz für die Festlegung der Energieeffizienz zur Berechnung der erwarteten Aktivitätsrate.

Eine Ausnahme zum oben beschriebenen Vorgehen ist die Anpassung der Zuteilung für Anlagen, deren Hauptzweck die Entsorgung von Sonderabfällen nach Artikel 3 Buchstabe c der VVEA ist. Da der Einsatz an Stützbrennstoffen, für welchen die Zuteilung anhand des Brennstoffbenchmarks erfolgt, direkt von der Art und Menge der zu entsorgenden Sonderabfälle abhängt, erfolgt die Zuteilungsanpassung in der Regel ohne Nachweise der Energieeffizienz sofern an den Anlagen keine technischen Änderungen vorgenommen wurden.

5.3 Anpassung der kostenlosen Zuteilung aufgrund veränderter Werte weiterer zuteilungsrelevanter Parameter

Die kostenlose Zuteilung wird aufgrund veränderter Werte weiterer, in der Berechnung der kostenlosen Zuteilung nach Kapitel 4.5 berücksichtigter Parameter angepasst. Diese Parameter umfassen insbesondere:

- Von Dritten ausserhalb des EHS importierte, bei der Herstellung von Salpetersäure anfallende, aus Strom oder durch den Einsatz von Kernenergie erzeugte Wärme, die innerhalb eines Zuteilungselements mit Produktbenchmark verbraucht wird (vgl. Anh. 9 Ziffer 1.7 CO_2-Verordnung);
- Das Verhältnis der direkten Emissionen zu der Summe der direkten und indirekten Emissionen für Produktbenchmarks mit besonderen Anpassungsfaktoren (vgl. Anh. 9 Ziffer 4 CO_2-Verordnung).

Die kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten für Zuteilungselemente, bei denen einer der vorgenannten Parameter relevant ist, wird jährlich überprüft. Eine Anpassung der kostenlosen Zuteilung für das betroffene Jahr erfolgt, wenn für den bei der Berechnung der Zuteilung berücksichtigten Parameter der absolute Wert der relativen Abweichung des arithmetischen Mittels der zwei Vorjahre um mehr als 15 Prozent vom historischen Wert abweicht. Dieser absolute Wert der Abweichung wird wie folgt berechnet:

$$abs(Z_i) = \frac{abs(aZP_i - hZP)}{hZP}$$

- abs(Z) = absoluter Wert der relativen Abweichung des Parameters aZP_i von hZP
- aZP = arithmetisches Mittel der Werte des Parameters ZP der zwei Vorjahre;
- hZP = historischer Wert des Parameters ZP.
- i = Jahr

Ist die Veränderung kleiner oder gleich 15 Prozent, so erfolgt keine Anpassung der kostenlosen Zuteilung.

Beträgt die Abweichung zu hZP mehr als 15 Prozent, ist aZP_i der massgebende Wert des Parameters für die Berechnung der kostenlosen Zuteilung des Jahres i. Die Anpassung der kostenlosen Zuteilung erfolgt in diesem Fall gemäss den in Kapitel 4.5 beschriebenen Regeln und unter Vorbehalt von Anpassungen gemäss Kapitel 5.2. Dazu wird für die Berechnung der kostenlosen Zuteilung für das Jahr i der exakte Wert von aZP_i an Stelle von hZP berücksichtigt.

5.4 Betriebseinstellungen

Wird der Betrieb eines Zuteilungselements eingestellt, so erhält der Betreiber ab dem Zeitpunkt der Ausserbetriebnahme keine Zuteilung für das entsprechende Zuteilungselement mehr. Werden die Voraussetzungen für die Teilnahme am EHS dadurch dauerhaft nicht mehr erfüllt, kann der Betreiber der Anlagen bis zum 1. Juni beantragen, dass er mit Wirkung ab dem Folgejahr nicht mehr am EHS teilnimmt (Art. 43*a* CO_2-Verordnung, vgl. Kap. 2.5).

6 Monitoringkonzept

6.1 Zweck des Monitoringkonzepts

Betreiber von Anlagen, die am EHS teilnehmen oder von der Pflicht zur Teilnahme am EHS ausgenommen wurden (*Opt-out*), müssen dem BAFU ein Monitoringkonzept zur Genehmigung einreichen. Ausgenommen davon sind Betreiber von Anlagen, die eine Verminderungsverpflichtung nach Artikel 31 Absatz 1 des CO_2-Gesetzes eingegangen sind und nur kommerzielle Regelbrennstoffe einsetzen.

Im Monitoringkonzept ist aufzuzeigen und zu dokumentieren, wie die jährlichen Treibhausgasemissionen und Energieverbräuche so vollständig und genau wie möglich ermittelt werden (Anh. 16 Ziffer 1 CO_2-Verordnung). Treibhausgasemissionen können dabei entweder berechnet oder gemessen werden:

- Bei der Berechnung werden die Emissionen eines Stoffstroms anhand der gemessenen oder hergeleiteten Verbrauchsmengen und zusätzlichen Berechnungsparametern, wie z. B. Emissionsfaktor, Heizwert, gegebenenfalls Biomasseanteil, Oxidations- oder Umsetzungsfaktor und Kohlenstoffgehalt berechnet (vgl. Kap. 6.6). Die Werte dieser Berechnungsparameter basieren auf Analysen, Messungen oder Standardwerten. Die Berechnung erfolgt mittels Standardmethode oder Massenbilanz.
- Bei der Messung der Treibhausgasemissionen wird der Abgasstrom und die darin enthaltene Treibhausgaskonzentration aus den Emissionsquellen kontinuierlich gemessen (vgl. Kap. 6.7).

Der Betreiber der Anlagen hält im Monitoringkonzept detailliert fest wie die Daten berechnet oder erhoben werden und dokumentiert die Datenflüsse von den Primär- zu den Enddaten, so dass die ausgewiesenen Emissionen und Energiemengen nachvollziehbar sind.

Welche Methoden anzuwenden und wie die Werte zu ermitteln sind, hängt von der Einstufung der Anlagen, Stoffströme und Emissionsquellen, sowie den Vorgaben gemäss den nachfolgenden Kapiteln ab. Erfüllt ein Betreiber von Anlagen die sogenannten Ebenenanforderungen der EU,[17] so gelten die Anforderungen an die Genauigkeit in der Schweiz als erfüllt.

Der Betreiber der Anlagen ist für die Vollständigkeit und Richtigkeit der rapportieren Daten verantwortlich. Es ist in seiner Verantwortung, die Qualitätssicherung der Daten und der entsprechenden Messeinrichtungen sicherzustellen. Darunter fallen unter anderem die regelmässige Kontrolle und Kalibrierung der Messeinrichtungen, sofern diese nicht aufgrund von gesetzlichen Vorgaben und Normen bereits vorgeschrieben ist. Weiter sind auch interne Prozesse zur Kontrolle sowie Plausiblisierungen anhand von Vorjahreszahlen und alternativen Datenquellen vorzusehen.

Im Monitoring sind alle Treibhausgasemissionen aus dem regulären Betrieb und infolge aussergewöhnlicher Vorgänge wie Inbetriebnahme, Stilllegung und Notfallsituationen auszuweisen. Andere Treibhausgase als CO_2 werden anhand des Treibhauspotenzials gemäss Anhang 1 der CO_2-Verordnung in CO_2eq umgerechnet.

Die Betreiber von Anlagen müssen alle Daten für das Monitoring sammeln und aufbewahren. Das BAFU kann, soweit es für den Vollzug erforderlich ist, Einsicht in die Daten sowie die Prozesse zur Erhebung und Aufbewahrung dieser Daten verlangen (Art. 133 Abs. 2 CO_2-Verordnung). Dies betrifft insbesondere die relevanten Primärdaten sowie allfällige Berechnungsparameter und die Grundlagen zu deren Herleitung.

Bei notwendigen Berichtigungen und Korrekturmassnahmen behält sich das BAFU vor, Einsicht in die getroffenen Qualitätssicherungsmassnahmen zu verlangen und diese zu prüfen.

Das Monitoringkonzept wird mittels einer vom BAFU zur Verfügung gestellten oder vom BAFU genehmigten eigenen Vorlage des Betreibers der Anlagen erstellt und ist spätestens drei Monate nach Ablauf der Meldefrist oder der Frist zur Einreichung des Teilnahmegesuchs dem BAFU zur Genehmigung einzureichen (Art. 40 Abs. 2, Art. 42 und Art. 51 Abs. 1 und Anh. 14 Ziffer 1 CO_2-Verordnung).

[17] Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission vom 19. Dezember 2018 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission, ABl. L 334 vom 31.12.2018, S. 1; zuletzt geändert durch Durchführungsverordnung (EU) 2024/2493, ABl. L, 2024/2493, 27.09.2024.

6.2 Anpassung des Monitoringkonzepts

Das Monitoringkonzept ist aktuell zu halten. Es ist anzupassen und dem BAFU zur erneuten Genehmigung vorzulegen, falls die Anforderungen nach Anhang 16 der CO_2-Verordnung nicht mehr erfüllt sind. Der Betreiber der Anlagen meldet Änderungen dem BAFU unverzüglich (Art. 51 Abs. 4 CO_2-Verordnung). Folgende Änderungen führen beispielsweise dazu, dass die Anforderungen nicht mehr erfüllt sind und dass das Monitoringkonzept angepasst werden muss:

- Änderungen in der Einstufung der Anlagen;
- Einführung neuer Stoffströme und Änderungen in der Einstufung von Stoffströmen;
- Änderungen von Emissionsquellen und Änderungen in der Einstufung von Emissionsquellen;
- Änderungen von Berechnungsparametern, wenn ein fixer Wert im Monitoringkonzept festgesetzt wurde;
- Einführung neuer Verfahren, Analysen oder Kalibrierungen, wenn sich diese auf die Emissionsdaten auswirken.

Der Betreiber der Anlagen dokumentiert sämtliche Anpassungen und Änderungen von einer Version zur anderen.

6.3 Einstufung von Anlagen, Stoffströmen und Emissionsquellen

Die Anforderungen an das Monitoring sind abhängig von der Einstufung der Gesamtheit der Anlagen sowie der einzelnen Stoffströme und Emissionsquellen anhand der Höhe der Treibhausgasemissionen. Die Anforderungen sind im vorliegenden Kapitel sowie in Kapitel 10 detailliert geregelt. Bei der Einstufung der Anlagen, der Stoffströme und der Emissionsquellen werden Treibhausgasemissionen aus biogenen Quellen nicht berücksichtigt.

Einstufung der Anlagen

Die Einstufung erfolgt erstmals aufgrund der durchschnittlichen Jahresemissionen 2014 bis 2018 aus dem Betrieb aller Anlagen und wird danach jährlich anhand der Vorjahresemissionen neu beurteilt. Die Anlagen werden wie folgt eingestuft:

- Anlagen des Typs A: Die durchschnittlichen Jahresemissionen betragen höchstens 50 000 t CO_2eq;
- Anlagen des Typs B: Die durchschnittlichen Jahresemissionen betragen mehr als 50 000 t CO_2eq, aber höchstens 500 000 t CO_2eq;
- Anlagen des Typs C: Die durchschnittlichen Jahresemissionen betragen mehr als 500 000 t CO_2eq.

Einstufung von Stoffströmen

Als Stoffströme gelten umgesetzte Energie- oder Materialflüsse, deren damit verbundene Treibhausgasemissionen für das jährliche Monitoring berechnet werden. Die Stoffströme werden mit der Gesamtsumme der Treibhausgasemissionen der EHS-Anlagen verglichen und wie folgt eingestuft:

- De-minimis Stoffströme: die ausgewählten Stoffströme sind kumuliert für weniger als 1000 t CO_2eq pro Jahr oder weniger als 2 Prozent der jährlichen Emissionen an CO_2eq der Anlagen (bis zu einem Maximum von 20 000 t CO_2eq/Jahr) verantwortlich;
- Emissionsschwache Stoffströme: die ausgewählten Stoffströme sind kumuliert für weniger als 5000 t CO_2eq pro Jahr oder für weniger als 10 Prozent der jährlichen Emissionen an CO_2eq aller Anlagen (bis zu einem Maximum von 100 000 t CO_2eq /Jahr) verantwortlich;
- Emissionsstarke Stoffströme: alle anderen Stoffströme.

Einstufung von Emissionsquellen

Emissionsquellen bezeichnen Anlagen und Prozesse, die Treibhausgasemissionen verursachen. Werden diese an einer Messstelle direkt gemessen (z. B. in den Abgasen), ist die folgende Einstufung für die Gesamtheit aller betroffenen Emissionsquellen vorzunehmen, deren Treibhausgase gemeinsam (gleiches Messgerät) gemessen werden:

- Kleine Emissionsquellen: die Emissionsquellen verursachen kumuliert weniger als 5000 t CO_2eq pro Jahr oder sind für weniger als 10 Prozent der Gesamtemissionen der Anlage (bis zu einem Maximum von 100 000 t CO_2eq/Jahr) verantwortlich;
- Grosse Emissionsquellen: alle anderen Emissionsquellen.

6.4 Abweichung von der geforderten Genauigkeit

Von den definierten Anforderungen kann in Ausnahmefällen abgewichen werden, wenn deren Einhaltung nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist (Anh. 16 Ziffer 1 Bst. b CO_2-Verordnung). Die Abweichungen sind jährlich im Monitoringbericht zu begründen. Sind die Voraussetzungen dazu gegeben, so genehmigt das BAFU die Ausnahme.

6.5 Analyselabor

Labors, die Analysen, Messungen, Kalibrierungen und Geräteprüfungen für Systeme zur kontinuierlichen Emissionsmessung vornehmen, müssen gemäss SN EN ISO/IEC 17025 für die betreffenden Analysemethoden bzw. Kalibriertätigkeiten akkreditiert sein. Nicht nach dieser Norm akkreditierte Laboratorien können herangezogen werden, sofern der Betreiber von Anlagen nachweist, dass das Labor den Anforderungen nach SN EN ISO/IEC 17025 trotz fehlender Akkreditierung genügt.

6.6 Berechnung der Treibhausgasemissionen

Die nachfolgenden Kapitel erläutern die Methoden und allgemeinen Anforderungen zur Berechnung der Treibhausgasemissionen und des Energieverbrauchs für einen identifizierten Stoffstrom. Die Berechnung erfolgt mittels Standardmethode oder Massenbilanz, wobei die Anforderungen in Kapitel 10 zu beachten sind.

6.6.1 Berechnung nach der Standardmethode

Bei der Standardmethode werden die Emissionen aus der Verbrennung durch Multiplikation des Brennstoffverbrauchs mit einem Heizwert, einem Emissionsfaktor, einem Oxidationsfaktor und gegebenenfalls dem Biomasseanteil berechnet. Der Oxidationsfaktor wird verwendet, um die Emissionswerte im Falle unvollständiger Verbrennung zu korrigieren. Die Emissionen aus der Verbrennung werden für jeden Stoffstrom wie folgt berechnet:

$$Em = En \times EF \times OF \times (1 - BA), mit\ En = Q \times Hu$$

Dabei sind:

- Em = Emissionen in t CO_2
- En = Energiemenge in TJ
  (eingesetzte Brennstoffmenge, ausgedrückt als TJ auf der Grundlage des unteren Heizwerts)
- EF = Emissionsfaktor von Brennstoffen, einschliesslich solcher, die als Prozess-Input verwendet werden, ausgedrückt in t CO_2/TJ auf Basis des verwendeten unteren Heizwerts
- OF = Oxidationsfaktor [dimensionslos]
- BA = Biomasseanteil [dimensionslos]
- Q = Brennstoffmenge in t oder Nm^3
- H_u = unterer Heizwert in TJ/t oder TJ/Nm^3

Das BAFU kann die Verwendung von Brennstoffemissionsfaktoren auf Grundlage von t CO_2/t oder t CO_2/Nm^3 verlangen, wenn die Verwendung eines Emissionsfaktors auf Grundlage von t CO_2/TJ aufgrund von Umrechnungen keine gleich hohe Genauigkeit erreichen würde. Emissionen aus Brennstoffen, die als Prozess-Input vollständig umgesetzt werden, werden im Monitoring wie Emissionen aus der

Verbrennung behandelt. Die Anforderungen bezüglich der Erhebung der in die obenstehende Formel einzusetzenden Werte sind in Kapitel 10 definiert.

Prozessemissionen, also Emissionen aus anderen Prozessen als der Verbrennung, werden bei der Standardmethode für jeden Stoffstrom entweder anhand der Inputs (Methode A) oder der Outputs (Methode B) berechnet. Die relevanten Mengen beziehen sich in der Regel entweder auf einen Brennstoff, einen Rohstoff oder auf Zwischen- oder Endprodukte eines Prozesses und werden mit einem Emissionsfaktor sowie einem Umsetzungsfaktor multipliziert. Der Umsetzungsfaktor wird verwendet, um die Emissionswerte im Falle einer unvollständigen Umsetzung eines Inputmaterials zu korrigieren. Bei der Standardmethode werden die Prozessemissionen für jeden Stoffstrom wie folgt berechnet:

$$Em = Q \times EF \times UF$$

Dabei sind:

- Em = Emissionen in t CO_2eq
- Q = Mengen in t oder Nm^3
- EF = Emissionsfaktor in t CO_2eq/t oder t CO_2eq/ Nm^3
- UF = Umsetzungsfaktor [dimensionslos]

Die Mengen, der Emissionsfaktor und der Umsetzungsfaktor beziehen sich dabei auf die Mengen des im Prozess eingesetzten Materials oder auf die Mengen des aus dem Prozess hervorgehenden Produkts. Die Anforderungen bezüglich der Erhebung der in die obenstehende Formel einzusetzenden Werte sind in Kapitel 10 und insbesondere in Kapitel 10.1.2 definiert.

6.6.2 Berechnung anhand einer Massenbilanz

Wie bei der Standardmethode werden die Emissionen auch bei der Anwendung einer Massenbilanz mittels Berechnung bestimmt. In Ausnahmefällen kann es schwierig sein, die Emissionen direkt individuellen Stoffströmen zuzuordnen, weil die Produkte (und Abfälle) beträchtliche Mengen gebundenen Kohlenstoff enthalten. In solchen Fällen ist die Standardmethode nicht anwendbar und deshalb eine vollständige Massenbilanz des in die Anlage eingehenden und aus ihr ausgehenden Kohlenstoffs zu erstellen.

In einer Massenbilanz werden die Emissionen der einzelnen Stoffströme durch Multiplikation der eingehenden oder ausgehenden Brennstoff- oder Materialmengen mit dem jeweiligen Kohlenstoffgehalt und dem Faktor für die Umsetzung der Molmasse von Kohlenstoff in CO_2 berechnet:

$$Em_{MB} = \sum_i (f \times Q_i \times CG_i)$$

Dabei sind:

- Em_{MB} = Emissionen aus allen in die Massenbilanz einbezogenen Stoffströme [t CO_2eq]
- f = Faktor für die Umsetzung der Molmasse von Kohlenstoff in CO_2 (f = 3,664 t CO_2/t C)
- Q_i = Mengen (z. B. die Masse in t) des betreffenden Materials oder Brennstoffs i. Die Mengen der eingehenden Materialien oder Brennstoffe sind positiv, die Mengen der ausgehenden Materialien oder Brennstoffe negativ. Stoffströme in und aus den Lagerbeständen müssen im entsprechenden Kalenderjahr berücksichtigt werden.
- CG_i = Der Kohlenstoffgehalt des betreffenden Materials oder Brennstoffs als Verhältnis von Kohlenstoffmasse pro Mengeneinheit (Mengeneinheit identisch Qi).

Die Mengen, der Emissionsfaktor und der Faktor für die Umsetzung beziehen sich dabei sowohl auf die Mengen aller im Prozess eingesetzten Materialien als auch auf die Mengen aller aus dem Prozess hervorgehenden Produkte und Abfälle.

Die Emissionen des Prozesses, der von der Massenbilanz erfasst ist, entsprechen der Summe der CO_2eq sämtlicher einbezogener Stoffströme. In die Atmosphäre emittiertes Kohlenmonoxid (CO) wird in der Massenbilanz als Emission der moläquivalenten Menge CO_2 berechnet.

Wird der Kohlenstoffgehalt eines Materials oder Brennstoffs aus einem Emissionsfaktor (EF) in der Einheit t CO_2/t berechnet, ist folgende Umrechnung zu machen:

$$CG_i = \frac{EF_i}{f}$$

Wird der Kohlenstoffgehalt eines Brennstoffs aus einem Emissionsfaktor in der Einheit t CO_2/TJ berechnet, ist folgende Umrechnung zu machen:

$$CG_i = \frac{EF_i \times Hu_i}{f}$$

6.6.3 Bestimmung der Mengen

Die für die Berechnungen eingesetzten Mengen müssen unter Einhaltung der erforderlichen Genauigkeiten nach Kapitel 10 gemessen oder anhand einer Warenbuchhaltung bestimmt werden. Wird auf die Warenbuchhaltung abgestützt, muss im Monitoringkonzept beschrieben werden, wie die Lagerbestände zu Beginn und am Ende des Kalenderjahres bestimmt werden.

Eigene Messsysteme

Grundsätzlich sind die Mengen anhand von Messwerten der eigenen Messsysteme zu ermitteln, sofern vorhandene Messsysteme Dritter nicht genauere und verlässlichere Ergebnisse liefern. Bei Messungen mit eigenen Messsystemen muss der Betreiber der Anlagen nachweisen, dass die Anforderungen an die Genauigkeit der Daten eingehalten werden. Liegt keine gesetzliche Eichpflicht vor, so muss er mindestens einmal jährlich sowie nach jeder Kalibrierung des Messinstruments die Kalibrierungsergebnisse mit den erforderlichen Genauigkeiten gemäss Kapitel 10 vergleichen.

Werden die Anforderungen an die Daten nicht eingehalten, so ist dies so schnell wie möglich zu beheben. Das BAFU ist darüber unverzüglich zu informieren.

Bei der Bestimmung der Genauigkeiten sind die angegebenen Unsicherheiten der Messinstrumente, Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Kalibrierung und alle weiteren Unsicherheiten, die sich aus dem Einsatz der Messgeräte in der Praxis ergeben, zu berücksichtigen. Bei der Herleitung der Mengen mit einer Warenbuchhaltung sind insbesondere auch die Methoden zur Bestimmung der Veränderung der Lagerbestände zu beachten. Die ermittelten Genauigkeiten müssen sich auf das gesamte Monitoringjahr beziehen. Unter der Voraussetzung, dass die Messgeräte korrekt und gemäss den Einsatzspezifikationen installiert wurden, kann die für das Messgerät angegebene Fehlergrenze (Herstellerangaben) oder – falls niedriger – die Unsicherheit aus der Kalibrierung, als Genauigkeit während des gesamten Monitoringjahrs angenommen werden.

Werden eigene geeichte Messzähler eingesetzt, so können die gesetzlichen Fehlergrenzen ohne weitere Nachweise als Genauigkeit verwendet werden.

Messsysteme Dritter

Zur Bestimmung der Mengen können auch Messsysteme von Dritten genutzt werden, wenn damit genaue und verlässliche Ergebnisse erzielt werden; dies zum Beispiel durch direktes Ablesen der Werte oder anhand der auf den Rechnungen ausgewiesenen Mengen, sofern eine kommerzielle Transaktion zwischen zwei unabhängigen Handelspartnern stattfindet. Zu diesem Zweck kann die gesetzliche Fehlergrenze für die betreffende kommerzielle Transaktion ohne weitere Nachweise als Genauigkeit verwendet werden.

Der Betreiber der Anlagen bleibt aber in jedem Fall verantwortlich dafür, dass die Anforderungen eingehalten werden.

6.6.4 Bestimmung der Berechnungsparameter

Die Parameter zur Berechnung der Emissionen werden abhängig von den Anforderungen an die Daten entweder als Analysewerte oder als Standardwerte bestimmt.

Anforderungen an Analysen

Müssen die Werte von Berechnungsparametern analysiert werden, sind die Parameter in der Regel für den Zustand zu bestimmen, in dem sich der Brennstoff oder das Material beim Kauf oder bei der Verwendung befindet. Analysen, Probenahmen und Kalibrierungen für die Bestimmung der Berechnungsparameter werden anhand der entsprechenden Normen (z. B. SN, EN, ISO) durchgeführt. Gibt es keine veröffentlichten Normen, so können geeignete Normenentwürfe, Best-Practice-Leitlinien der Industrie oder andere wissenschaftlich gestützte Vorgehensweisen angewandt werden, die systematische Fehler bei der Probenahme und der Messung ausschliessen.

Analyseergebnisse sind nur für die Lieferperiode oder die Charge des Brennstoffs oder Materials anwendbar, für die die Proben repräsentativ sind. Bei der Bestimmung des Werts des Berechnungsparameters sind alle Analyseergebnisse heranzuziehen. Bezüglich Labor gelten die Vorgaben in Kapitel 6.5.

Gasförmige Materialien oder Brennstoffe können organische Kohlenstoffe enthalten, die Emissionen verursachen und deren Zusammensetzung im Laufe der Zeit schwankt. Es gibt Analysemethoden, die auf der chromatographischen Trennung basieren sowie auf dem anschliessenden Nachweis jeder Substanz. Am häufigsten werden Detektoren wie z. B. der Flammenionisationsdetektor (FID) oder das Massenspektrometer eingesetzt. Damit kann die Gaszusammensetzung online bestimmt und Berechnungsparameter wie der untere Heizwert oder der Emissionsfaktor berechnet werden. Der Einsatz von Online-Gaschromatographen oder extraktiven oder nicht extraktiven Gasanalysatoren zur Emissionsbestimmung ist vorgängig vom BAFU zu genehmigen und darf nur für die Bestimmung von Daten zur Zusammensetzung von gasförmigen Brennstoffen und Materialien verwendet werden. Die Analyse des Biogasanteils von aus dem Netz bezogenem Erdgas ist nicht zulässig (vgl. Kap. 6.6.7).

6.6.5 Probenahme

Werden die Werte von Berechnungsparametern analysiert, so ist für jeden Brennstoff oder jedes Material ein Probenahmeplan vorzulegen. Der Probenahmeplan definiert das Vorgehen für die Vorbereitung der Proben, insbesondere die Zuständigkeiten, die Entnahmestellen, die Häufigkeiten und die Mengen sowie deren Lagerung und Transport. Bei den Probenahmen ist sicherzustellen, dass die entnommenen Proben für die betreffende Charge oder Lieferperiode repräsentativ sind und dass systematische Fehler ausgeschlossen sind. Die Inhalte des Probenahmeplans sind mit dem zuständigen Labor zu vereinbaren. Das Vorliegen einer solchen Vereinbarung wird im Probenahmeplan nachgewiesen. Der Betreiber der Anlagen ist verantwortlich, dass die Anforderungen eingehalten werden, auch wenn die Probenahme von einem Dritten wie z. B. vom Lieferanten vorgenommen wird. Das BAFU stellt bei Bedarf eine Vorlage für einen Probenahmeplan zur Verfügung.

Im Allgemeinen sind alle Normen, die Bestimmungen zur Erarbeitung von Probenahmeplänen enthalten, anwendbar, insbesondere die Normen, die den spezifischen Stoffstrom betreffen.

Falls der Brennstoff oder das Material weitgehend homogen ist, kann ein vereinfachtes Vorgehen beantragt werden.

Der Probenahmeplan ist aktuell zu halten. Er ist insbesondere in Absprache mit dem Labor anzupassen, wenn die Heterogenität des Brennstoffs oder Materials von den ursprünglichen Annahmen abweicht, oder wenn sich Stoffströme oder deren Eigenschaften im Laufe der Zeit verändern. Falls nötig, ist das Monitoringkonzept anzupassen.

6.6.6 Analysehäufigkeit

Bei Analysen sind die in der untenstehenden Tabelle aufgeführten Mindesthäufigkeiten für die relevanten Brennstoffe und Materialien einzuhalten.

Tab. 2: Mindesthäufigkeit der Analysen

Brennstoff/Material	Mindesthäufigkeit der Analysen
Erdgas	Mindestens wöchentlich
Andere Gase, insbesondere Synthesegas und Prozessgase wie Raffineriemischgas, Kokereigas, Gichtgas und Konvertergas	Mindestens täglich – nach geeigneten Verfahren zu unterschiedlichen Tageszeiten
Heizöl	Alle 20 000 t Brennstoff und mindestens sechsmal jährlich
Kohle, Kokskohle, Petrolkoks	Alle 20 000 t Brennstoff/Material und mindestens sechsmal jährlich
Feste Abfälle (rein fossil oder gemischt Biomasse und fossil)	Alle 5000 t Abfall und mindestens viermal jährlich
Flüssige Abfälle	Alle 10 000 t Abfall und mindestens viermal jährlich
Karbonatmineralien (einschliesslich Kalkstein und Dolomit)	Alle 50 000 t Material und mindestens viermal jährlich
Tone und Schiefer	Rohstoffmenge, die 50 000 t CO_2 entspricht, und mindestens viermal jährlich
Andere Input- und Output-Materialströme in der Massenbilanz (gilt nicht für Brennstoffe oder Reduktionsmittel)	Alle 20 000 t und mindestens einmal monatlich
Andere Materialien	Je nach Materialtyp und Variation: Materialmenge, die 50 000 t CO_2eq entspricht, und mindestens viermal jährlich

Von den Mindesthäufigkeiten kann abgewichen werden, wenn die Unsicherheit der ermittelten Analysewerte bezüglich der verschiedenen Brennstoffe oder Materialien nicht mehr als ein Drittel von der für die Bestimmung der Brennstoff- oder Materialienmengen geforderten Genauigkeit beträgt. Diese Unsicherheit muss basierend auf historischen Daten bestimmt werden, einschliesslich der für die verschiedenen Brennstoffe oder Materialien erhaltenen Analyseergebnisse während des vorangehenden Monitoringjahrs.

Die Unsicherheit des Analysewerts wird mittels der gewichteten Summe der Unsicherheiten aller Analyseresultate bestimmt:[18]

$$u_{total} = \frac{\sqrt{(u_1 \times x_1)^2 + (u_2 \times x_2)^2 + \cdots + (u_n \times x_n)^2}}{|x_1 + x_2 + \cdots + x_n|}$$

Dabei sind:

- u_i = relative Unsicherheit des Analysewerts von Probe i
- x_i = Grösse der Probe i

Vorausgesetzt die Unsicherheit des Analysewerts jeder Probe ist gleich und alle Proben weisen eine ähnliche Grösse auf, so kann die Formel wie folgt vereinfacht werden:

$$u_{total} = u_i \times \frac{\sqrt{n}}{n} = \frac{u_i}{\sqrt{n}}$$

Dabei ist:

[18] MRR Guidance document No. 5, Finale Version vom 27.11.2017

· n = Anzahl Proben

Ist die Gesamtunsicherheit in Bezug auf die Analysewerte bekannt – in den meisten Fällen handelt es sich um ein direktes Resultat der Standardabweichung der Analysewerte – kann die Mindestanzahl benötigter Proben anhand folgender Formel ermittelt werden:

$$n = \frac{u_i^2}{u_{total}^2}$$

Von den genannten Mindesthäufigkeiten kann weiter abgewichen werden, wenn der Betreiber der Anlagen belegen kann, dass solche Anforderungen unverhältnismässige Kosten nach sich ziehen würden.

Die Kosten gelten als unverhältnismässig, wenn sie den Nutzen übersteigen. Der Nutzen wird durch Multiplikation der durchschnittlichen Emissionen mit einem Verbesserungsfaktor von 1 Prozent und einem Referenzpreis pro Emissionsrecht berechnet; die Kosten schliessen einen angemessenen Abschreibungszeitraum bezüglich der zu tätigenden Investitionen ein. Die durchschnittlichen jährlichen Emissionen der verschiedenen Stoffströme werden aus den letzten drei Kalenderjahren berechnet. Die Formel lautet:

K < P × DEm × VF

Dabei sind:

· K = Kosten [€/Jahr]

· P = festgelegter Emissionsrechtepreis = 80 €/t CO_2eq

· DEm = Durchschnittliche Emissionen aus zusammenhängenden Stoffströmen der letzten drei Kalenderjahre [t CO_2eq/Jahr]

· VF = Verbesserungsfaktor von 1 Prozent

Beispiel: Ein Stoffstrom verursachte in den letzten drei Kalenderjahren Emissionen von durchschnittlich 40 000 t CO_2eq pro Jahr. Eine Analyse kostet 5000 €. Der Nutzen pro Jahr beträgt damit 32 000 € (80 × 40 000 × 0,01).

Die Kosten für die Durchführung von bis zu sechs Analysen pro Jahr gelten somit als verhältnismässig.

6.6.7 Biomasse

Biomasseanteile von Energieträgern und von Materialien, die in Prozessen umgesetzt werden, sind nachzuweisen. Der Emissionsfaktor für die Berechnung der Abgabepflicht nach Artikel 55 der CO_2-Verordnung für Biomasse beträgt null, wenn der Kohlenstoff im verursachten CO_2 nachweislich aus dem natürlichen Kreislauf stammt und Verunreinigungen mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden können. Torf und Xylit gelten dabei nicht als Biomasse. Für die Bestimmung des Heizwertes können – sofern repräsentativ – Best-Practice Standardwerte verwendet werden.

Für Brennstoff- oder Materialgemische müssen für alle fossilen Anteile die Emissionsfaktoren und Heizwerte gemäss Kapitel 6.6.1 bestimmt werden. Diese werden mit den fossilen Anteilen des Gemisches multipliziert. Falls Analysen zur Bestimmung des Biomasseanteils vorgeschrieben sind, so sind diese gemäss den bestehenden Normen und den entsprechenden Analyseverfahren durchzuführen. Ist eine Probenahme erforderlich, muss mit dem Monitoringkonzept zudem ein Probenahmeplan eingereicht werden (vgl. Kap. 6.6.5). Ist dies technisch nicht machbar oder würde dies zu unverhältnismässigen Kosten führen, so ist dem BAFU eine alternative Schätzmethode zur Bestimmung des Biomasseanteils zur Genehmigung vorzulegen. Sofern repräsentativ, können auch die Standardwerte des Schweizer Treibhausgasinventars verwendet werden.

Für Brennstoffe oder Materialien aus einem Produktionsprozess mit definierten und rückverfolgbaren Input-Stoffströmen kann die Berechnung auf der Grundlage einer Massenbilanz des in den Prozess eingehenden oder ausgehenden fossilen und biogenen Kohlenstoffs vorgenommen werden.

Für Gas aus dem nationalen Gasnetz sind abweichend von den vorgenannten Vorgaben keine Analysen zur Bestimmung des Biomasseanteils zugelassen. Eine Anrechnung als Biogas kann nur erfolgen, wenn

die entsprechenden Mengen an Herkunftsnachweisen im Herkunftsnachweissystem für Brenn- und Treibstoffe dem Betreiber der Anlagen zugewiesen wurden.

Bei Gas aus dem Ausland gilt grundsätzlich die Einstufung gemäss Verzollung. Das Gas kann einzig als Biogas angerechnet werden, wenn die Anforderungen nach Kapitel 7*a* der CO_2-Verordnung eingehalten werden.

Können die notwendigen Herkunftsnachweise nicht erbracht werden, so wird das Gas im Monitoring als Erdgas, und damit als fossil, erfasst. Die Emissionen werden mit dem entsprechenden Emissionsfaktor bestimmt.

6.7 Messung der Treibhausgasemissionen

Treibhausgasemissionen können direkt gemessen werden. Bei Emissionen von Distickstoffoxid (N_2O), insbesondere aus chemischen Herstellungsprozessen, sowie den Mengen von abgeschiedenem und weitergeleitetem CO_2 ist immer eine Messung erforderlich. Auch CO_2, welches nicht weitergeleitet wird oder andere Treibhausgasemissionen können direkt gemessen werden, wenn dabei die nachfolgenden Anforderungen für jede Emissionsquelle eingehalten werden.

Bei der direkten Messung müssen Betreiber von Anlagen der Typen B und C eine Genauigkeit von 2,5 Prozent für CO_2 und 5 Prozent für N_2O (Lachgas) einhalten. Nur bei Anlagen des Typs A kann für kleine Emissionsquellen in Ausnahmefällen eine Genauigkeit von 7,5 Prozent akzeptiert werden.

Da die jährlichen Treibhausgasemissionen bei der Messung über die durchschnittlichen Emissionen pro Stunde bestimmt werden können (vgl. Kap. 6.7.1), gelten die vorgenannten Anforderungen auch für die durchschnittlichen Emissionen pro Stunde.

Alle Messungen sind nach Methoden basierend auf folgenden Normen vorzunehmen:

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

Ist keine dieser Normen anwendbar, so stützen sich die Methoden auf nationale Vorgaben oder andere, geeignete und anerkannte Normen. Gibt es keine veröffentlichten Normen, werden geeignete Normenentwürfe, Best-Practice-Leitlinien der Industrie oder andere wissenschaftlich gestützte Vorgehensweisen angewandt, um systematische Fehler bei Probenahme und Messung zu begrenzen.

Alle relevanten Aspekte des Systems zur kontinuierlichen Messung – insbesondere der Standort der Geräte sowie die Kalibrierung, Messung, Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle – sind zu berücksichtigen. Für Labors gelten die Vorgaben in Kapitel 6.5.

6.7.1 Bestimmung der Emissionen

Bei der Messung werden die Jahresemissionen aus einer Emissionsquelle bestimmt, indem alle Stundenwerte der gemessenen Treibhausgaskonzentration, multipliziert mit den Stundenwerten des Abgasstroms, addiert werden. Für alle Parameter, die für die Emissionsbestimmung durch Messung relevant sind (einschliesslich Konzentrationen und Abgasstrom), sind mindestens Stundenmittelwerte zu errechnen, wobei alle in der betreffenden Stunde ermittelten Einzelwerte verwendet werden:

$$THG\text{-}Em_{insg.}[t] = \sum_{i=1}^{Betriebsstunden} THG\text{-}Konz_{stündlich\,i} \times V_{stündlich,i} \times 10^{-6}[\frac{t}{g}]$$

Falls Daten zu kürzeren Zeiträumen vorliegen, sind diese für die Bestimmung der Jahresemissionen zu verwenden.

In die Atmosphäre emittiertes Kohlenmonoxid (CO) wird dabei als moläquivalente Menge CO_2 behandelt. Bei der Messung von N_2O sind zudem die Vorgaben in Kapitel 10.14 zu berücksichtigen.

Die im Monitoring anzugebenden jährlichen Stundenmittelwerte der Emissionen werden wie folgt bestimmt:

$$THG\text{-}Em_{Mittelwert}\left[\frac{kg}{h}\right] = \frac{THG\text{-}Em_{insg.}}{Betriebsstunden} \times 10^3[\frac{kg}{t}]$$

Nebst den Betriebsstunden des Systems der kontinuierlichen Emissionsmessung sind im Monitoring die gemessenen Treibhausgaskonzentrationen und der Abgasstrom, ausgedrückt als jährlicher Stundenmittelwert anzugebenden. Diese werden wie folgt bestimmt:

$$THG\text{-}Konz_{Mittelwert}\left[\frac{g}{Nm^3}\right] = \frac{THG\text{-}Em_{insg.}}{\sum_{i=1}^{Betriebsstunden} V_{stündlich,\,i}} \times 10^6[\frac{g}{t}]$$

$$Strom_{Mittelwert}\left[\frac{Nm^3}{h}\right] = \frac{\sum_{i=1}^{Betriebsstunden} V_{stündlich,\,i}}{Betriebsstunden}$$

Die im Monitoring anzugebenden Jahresemissionen werden wie folgt bestimmt:

$$THG\text{-}Em_{insg.}[t] = THG\text{-}Konz_{Mittelwert} \times Strom_{Mittelwert} \times Betriebsstunden \times 10^6[\frac{t}{g}]$$

Für alle genannten Gleichungen gilt:

Der Index i bezieht sich auf die einzelne Betriebsstunde. Verwendet ein Betreiber von Anlagenbetreiber kürzere Zeiträume, so wird anstelle von Stunden dieser Zeitraum für die Berechnung verwendet. Dabei sind:

- $THG\text{-}Em_{insg.}$ = jährliche Treibhausgasgesamtemissionen in t;
- $THG\text{-}Konz_{stündlich}$ = die stündlichen Treibhausgasemissionskonzentrationen (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 Zeitraum);
- $THG\text{-}Em_{Mittelwert}$ = Jahresmittel der Stundenemissionen (kg/h) aus der betreffenden Quelle;
- Betriebsstunden = Gesamtzahl der Stunden, während deren die Messung angewandt wird, einschliesslich der Stunden, für die nötigenfalls Ersatzwerte herangezogen wurden (vgl. Kap 6.7.2);
- $THG\text{-}Konz_{Mittelwert}$ = Jahresmittel der stündlichen Treibhausgasemissionskonzentrationen in g/Nm³;
- $Strom_{Mittelwert}$ = Jahresmittel des Abgasstroms in Nm³/h

Bei mehreren Emissionsquellen, die an verschiedenen Messstellen gemessen werden, sind die emittierten Gase separat auszuweisen. Die Treibhausgaskonzentration im Abgas ist durch kontinuierliche Messung an einem repräsentativen Messpunkt nach einem der folgenden Verfahren zu bestimmen:

- durch eine direkte Messung;
- im Falle einer hohen Konzentration im Abgas kann diese unter Berücksichtigung der gemessenen Konzentrationen aller anderen Komponenten des Gasstroms unter Anwendung der nachfolgenden Formel bestimmt werden:

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

Gegebenenfalls kann die aus Biomasse stammende CO_2-Menge separat bestimmt und von den gesamten gemessenen CO_2-Emissionen abgezogen werden. Zu diesem Zweck kann der Betreiber der Anlagen folgendes anwenden:

- 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);
- eine andere Methode auf der Grundlage einer anwendbaren Norm, einschliesslich der Norm ISO 18466 (Emissionen aus stationären Quellen – Ermittlung des biogenen Anteils von CO_2 im Abgas mit der Bilanzmethode);

Wenn die vom Betreiber der Anlagen 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.

Zur Berechnung ist der Abgasstrom anhand einer der folgenden Methoden zu bestimmen:

- Berechnung mit einer geeigneten Massenbilanz, wobei alle massgeblichen Parameter auf der Input-Seite (für CO_2-Emissionen mindestens die Menge des Einsatzmaterials, der Zuluftstrom und die Prozesseffizienz) und auf der Output-Seite (mindestens die Produktionsmenge und die Konzentration von Sauerstoff (O_2), Schwefeldioxid (SO_2) und Stickoxiden (NO_x)) einbezogen werden;
- Bestimmung durch kontinuierliche Messung des Durchflusses an einer repräsentativen Messstelle.

6.7.2 Messausfälle und Ersatzwerte für fehlende Konzentrationsdaten

Ist ein Messgerät im Rahmen eines Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung in einem Kalenderjahr für mehr als fünf aufeinanderfolgende Tage ausser Betrieb, so informiert der Betreiber der Anlagen unverzüglich das BAFU und schlägt geeignete Massnahmen zur Verbesserung der Qualität des betreffenden Systems vor.

Ist das Gerät zur kontinuierlichen Messung für einen Parameter zeitweilig gestört, ausserhalb des Messbereichs oder ausser Betrieb, so sind die betreffenden Stundenmittelwerte anteilig anhand der verbliebenen Einzelwerte dieser Stunde oder des kürzeren Zeitraums zu errechnen, sofern mindestens 80 Prozent der maximal möglichen Einzelmessungen für einen Parameter vorliegen. Liegen weniger als 80 Prozent der maximal möglichen Einzelmessungen für einen Parameter vor, oder können für einen oder mehrere Parameter keine gültigen Stundendaten oder gegebenenfalls Daten über einen kürzeren Zeitraum ermittelt werden, so sind für jede fehlende Messstunde Ersatzwerte zu bestimmen.

Können für einen direkt als Konzentration gemessenen Parameter keine gültigen Stundendaten oder Daten über einen kürzeren Zeitraum ermittelt werden, so berechnet der Betreiber von Anlagen einen Ersatzwert als die Summe der durchschnittlichen Konzentration plus zweimal die Standardabweichung von diesem Durchschnitt, wobei die folgende Gleichung verwendet wird.

$$C^*_{Stoff} = \overline{C} + 2\sigma_{C_}$$

Dabei sind:

$\overline{C}$ = der arithmetische Mittelwert der Konzentration des spezifischen Parameters während des gesamten Monitoringjahrs oder, sofern beim Datenverlust spezifische Bedingungen Anwendung fanden, während eines angemessenen Zeitraums, der diesen Bedingungen Rechnung trägt;

$\sigma_{C_}$ = der beste Schätzwert der Standardabweichung der Konzentration des spezifischen Parameters während des gesamten Monitoringjahrs oder, sofern beim Datenverlust spezifische Bedingungen Anwendung fanden, während eines angemessenen Zeitraums, der diesen Bedingungen Rechnung trägt.

Können wegen erheblichen technischen Veränderungen innerhalb der Anlagen die Daten des aktuellen Monitoringjahrs nicht für die Bestimmung solcher Ersatzwerte verwendet werden, so vereinbart der Betreiber von Anlagen mit dem BAFU einen repräsentativen (möglichst einjährigen) Zeitrahmen für die Bestimmung des Durchschnitts und der Standardabweichung.

Können für einen nicht als Konzentration gemessenen Parameter keine gültigen Stundendaten ermittelt werden, so bestimmt der Betreiber der Anlagen die Ersatzwerte für diesen Parameter nach einem geeigneten Massenbilanzmodell. Der Betreiber der Anlagen validiert die Ergebnisse anhand der anderen gemessenen Parameter und den unter normalen Betriebsbedingungen gewonnenen Daten für einen Zeitraum derselben Dauer wie derjenige, für den die Daten fehlen.

6.7.3 Flankierende Emissionsberechnung

Die gemessenen Emissionen müssen, wenn möglich durch eine Berechnung flankiert werden, damit auch bei Ausfall der Messgeräte ein lückenloses Monitoring möglich ist. Für diese Berechnung sind jedoch keine spezifischen Genauigkeiten vorgeschrieben.

7 Monitoringbericht

7.1 Inhalt und Einreichung des Monitoringberichts

Betreiber von Anlagen müssen dem BAFU jährlich bis zum 31. März des Folgejahres einen Monitoringbericht einreichen (Art. 52 Abs. 1 CO_2-Verordnung). Dabei sind die vom Bund zur Verfügung gestellten oder genehmigten Vorlagen zu verwenden. Grundlage für den jährlichen Monitoringbericht ist das vorgängig zu erstellende Monitoringkonzept, welches vom BAFU genehmigt und vom Betreiber der Anlagen aktuell gehalten werden muss.

Der Monitoringbericht enthält mindestens folgende Elemente (Anh. 17 Ziffer 1.1 CO_2-Verordnung):

- Angaben über die Treibhausgasemissionen und den Energieverbrauch und deren Entwicklung;
- Angaben über die erforderlichen Daten zur Prüfung einer Anpassung der kostenlosen Zuteilung;
- eine Warenbuchhaltung der Energieträger;
- Angaben über allfällige Änderungen der Produktionskapazitäten;
- Mengen (Primärdaten) und angewandte Parameter zur Berechnung der Treibhausgasemissionen und des Energieverbrauchs;
- Betriebszeiten von Messanlagen, Angaben zu Messausfällen und deren Berücksichtigung sowie nachvollziehbare Messergebnisse.
- eine Rechnung, aus welcher die erneuerbaren Anteile der genutzten Energieträger ersichtlich sind und die entsprechenden Herkunftsnachweise, mit welchen, die Verminderungsleistung dem EHS zugewiesen wurde, sofern diese Energieträger mit einem tieferen Emissionsfaktor als für fossile Energieträger geltend gemacht werden sollen.
- den Nachweis der Biomasseanteile von Energieträgern, die nicht im Herkunftsnachweissystem für Brenn- und Treibstoffe erfasst sind, oder von Materialien, die in Prozessen umgesetzt werden, sofern diese mit einem tieferen Emissionsfaktor als für fossile Energieträger geltend gemacht werden sollen.

Die Betreiber von Anlagen sind verantwortlich für die fristgemässe Eingabe der Daten und deren Richtigkeit. Der Monitoringbericht muss nachvollziehbar und stets mit den Vorjahren vergleichbar sein. Belege und Begleitdokumente sind als Anhang mitzuschicken.

Angaben über die Entwicklung der Treibhausgasemissionen und deren Herleitung

Der Monitoringbericht basiert inhaltlich auf dem genehmigten Monitoringkonzept. Er enthält die erhobenen Daten und Parameter, die zur Bestimmung der Treibhausgasemissionen erforderlich sind. Die gemessenen oder berechneten Treibhausgasemissionen des Berichtsjahrs werden für jeden Stoffstrom und für jede Emissionsquelle gemäss den im Monitoringkonzept vorgesehenen Monitoringmethoden ausgewiesen. Berechnungen, Analyseresultate und weitere relevante Dokumentationen sind als Anhänge mitzuschicken. Der Betreiber der Anlagen erläutert Angaben in separaten Anhängen wo dies zur Nachvollziehbarkeit nötig oder sinnvoll ist.

Pro Stoffstrom sind folgende jährlichen Angaben im Monitoringbericht zu machen:

- Mengen (Einheiten gemäss Monitoringkonzept) gemäss Primärdatenquellen;
- Energieverbrauch pro Stoffstrom und eingesetztem Energieträger;
- Angewandte Parameter zur Berechnung der Treibhausgasemissionen (Einheiten gemäss Monitoringkonzept) inkl. Belege, Analysen u.a.;
- Treibhausgasemissionen in CO_2eq;
- Erläuterungen bei signifikanten Abweichungen zu den Vorjahren.

Pro Messstelle sind folgende jährliche Angaben im Monitoringbericht zu machen:

- Treibhausgasemissionen in CO_2eq;
- die innerhalb des verwendeten Referenzzeitraums (meist Stundenwerte) durchschnittliche gemessene Treibhausgaskonzentration und die durchschnittliche Höhe des Abgasstroms;

- Betriebszeit der Messanlage;
- Anteil der Biomasse an der durchschnittlich gemessenen Treibhausgaskonzentration;
- Angaben zu Messausfällen und deren Berücksichtigung.

Warenbuchhaltung

Der Monitoringbericht enthält eine Warenbuchhaltung. Die Warenbuchhaltung weist den Einkauf, den Verkauf sowie die Lagerbestände per 1. Januar und per 31. Dezember jedes Brennstoffes oder Materials aus. Zur Erstellung der Warenbuchhaltung sind die Primärdaten und deren Einheit zu verwenden. Wird der Brennstoff- oder der Materialverbrauch anhand einer kontinuierlichen Messung bestimmt, so dient die Warenbuchhaltung zur Plausibilisierung der Verbräuche und der Rückerstattung der CO_2-Abgabe.

Aktivitätsraten

Für die Prüfung, ob die kostenlose Zuteilung anzupassen ist, sind im Monitoringbericht die für die Zuteilung massgebenden Aktivitätsraten der einzelnen Zuteilungselemente (vgl. Kap. 5.2) zu rapportieren. Zudem sind alle zuteilungsrelevanten Parameter auszuweisen (z. B. Wärmebezug, Stromverbrauch, vgl. Kap. 5.3). Betreiber von Anlagen im EHS, die beispielsweise nicht zuteilungsberechtigte Wärme beziehen, müssen diese Wärmemengen jährlich im Monitoringbericht ausweisen.

Meldung von Änderungen

Im Monitoringbericht sind Änderungen an den Produktionsanlagen zu melden, die für die kostenlose Zuteilung und die Höhe der Emissionen relevant sind.

7.2 Rundung von Daten

Bei der Berechnung der Emissionen sind die dabei verwendeten Variablen und Werte nicht zu runden.

Die Jahresemissionen werden in ganzzahlig gerundeten t CO_2 oder t CO_2eq rapportiert.

7.3 Behandlung von Datenlücken im Monitoring

Falls für die Bestimmung der Emissionen relevante Daten für gewisse Zeiträume fehlen, so sind alternative Bestimmungsmethoden bzw. alternative Datenquellen zur Ermittlung von Ersatzdaten für den betreffenden Zeitraum und den fehlenden Parameter anzuwenden. Diese müssen sich an Best-Practice-Leitlinien und aktuellem wissenschaftlichem und technischem Wissen orientieren und sicherstellen, dass die Emissionen nicht unterschätzt werden. Bei der Messung der Treibhausgasemissionen sind die Vorgaben in Kapitel 6.7.2 zur Ermittlung von Ersatzwerten zu berücksichtigen.

Wurden keine Alternativen im Monitoringkonzept festgelegt, so ist dieses zu ergänzen und dem BAFU zur Genehmigung vorzulegen. Der Betreiber erläutert die Ursachen von Datenlücken im Monitoringbericht. Es sind die nötigen Massnahmen zu treffen, um die Daten so rasch wie möglich wieder gemäss Monitoringkonzept zu bestimmen und die Entstehung von Datenlücken zukünftig zu vermeiden.

7.4 Verifizierung des Monitorings

Das BAFU kann verlangen, dass der Monitoringbericht durch eine unabhängige Drittperson verifiziert wird (Art. 52 Abs. 3 CO_2-Verordnung). Diese Verifizierung erfolgt im Auftrag und auf Kosten des Betreibers von Anlagen. Das BAFU publiziert auf der Internetseite eine Liste von zugelassenen Prüfstellen.

Das BAFU entscheidet fallweise, ob eine Verifizierung notwendig ist. Dies kann beispielsweise der Fall sein, wenn es im Berichtsjahr zu wesentlichen Änderungen in den Anlagen gekommen ist, welche eine Anpassung des Monitoringkonzepts zur Folge haben oder die Angaben im Monitoringbericht nicht nachvollziehbar sind. Zudem kann das BAFU jederzeit stichprobenartig eine Verifizierung verlangen. Das BAFU meldet dem Betreiber nach Einreichung des Monitoringberichts, ob dieser verifiziert werden muss. Die Verifizierung ist innert angemessener Frist durch den Betreiber vorzunehmen.

Bei der Verifizierung werden die im Monitoring erhobenen Daten, die Prozesse zur Datenerhebung und die Bestimmung der Emissionen geprüft. Zudem wird überprüft, ob die ausgewiesenen Aktivitätsraten

für die Überprüfung der Anpassung der kostenlosen Zuteilung von Emissionsrechten korrekt bestimmt wurden.

Werden die Aktivitätsraten und gegebenenfalls die Werte der weiteren zuteilungsrelevanten Parameter im Monitoring nicht angegeben oder bestehen Zweifel zu deren Richtigkeit, muss dies nach Aufforderung durch das BAFU innerhalb einer Nachfrist von 10 Tagen behoben werden. Andernfalls werden im entsprechenden Jahr keine Emissionsrechte kostenlos zugeteilt.

7.5 Bestimmung von Emissionen durch das BAFU

Wird der Monitoringbericht nicht fristgerecht eingereicht oder nicht auf Grundlage des Monitoringkonzepts erstellt, kann das BAFU diesen zurückweisen. Erfolgt die Überarbeitung nicht innert angemessener Frist, schätzt das BAFU die Emissionen so, dass eine Unterschätzung mit hinreichender Sicherheit auszuschliessen ist.

8 Abgabe von Emissionsrechten und Rückerstattung der CO_2-Abgabe

8.1 Pflicht zur Abgabe von Emissionsrechten

Die Betreiber von Anlagen müssen dem BAFU jeweils bis zum 30. September im Umfang ihrer Treibhausgasemissionen des Vorjahres Emissionsrechte abgeben (Art. 55 Abs. 1 und 3 CO_2-Verordnung).

Der Betreiber von Anlagen muss keine Emissionsrechte abgeben für CO_2, das abgeschieden und nach Artikel 55 Absatz 1^{bis} der CO_2-Verordnung gespeichert oder chemisch gebunden wird. Für CO_2, das abgeschieden und anschliessend genutzt und dabei emittiert wird, bleibt die Abgabepflicht für den Betreiber der Anlagen, deren Betrieb das CO_2 verursacht hat, bestehen. Dies unabhängig der Art und Weise, des Zeitpunkts und des Orts der Nutzung

Es besteht die Möglichkeit Schweizer Emissionsrechte und Emissionsrechte von Staaten oder Staatengemeinschaften mit vom Bundesrat anerkannten EHS (Art. 2 Abs. 3 CO_2-Gesetz) abzugeben. Für Emissionen, die ab dem 1. Januar 2020 ausgestossen werden, können Schweizer und europäische Emissionsrechte abgegeben werden.

8.2 Härtefallregelung

Die Härtefallregelung gilt nur, wenn die Anerkennung von europäischen Emissionsrechten im Schweizer EHS temporär oder dauerhaft nicht zugelassen wird (Art. 55*a* Abs. 1 CO_2-Verordnung). Dies kann der Fall sein, wenn die gegenseitige Anerkennung von Emissionsrechten nach den Artikeln 4 Absatz 1 und Artikel 15 des Abkommens ausgesetzt ist.

Betreiber von Anlagen können ein Gesuch um Beurteilung als Härtefall einreichen, um dennoch europäische Emissionsrechte anrechnen zu lassen. Ein solches Gesuch wird gutgeheissen, wenn der Betreiber der Anlagen nachweist, dass er sämtliche ihm zur Verfügung stehenden Möglichkeiten zur Pflichterfüllung ausgenutzt hat.

Der Betreiber von Anlagen muss folglich kumulativ nachweisen, dass:

- er seine Pflicht zur Abgabe von Emissionsrechten nach Artikel 55 der CO_2-Verordnung ohne die Anrechnung europäischer Emissionsrechte nicht erfüllen kann (Art. 55*a* Abs. 1 Bst. a CO_2-Verordnung);
- Der Nachweis ist erfolgreich, wenn der Betreiber der Anlagen sämtliche ihm bisher zugeteilten Emissionsrechte bereits abgegeben hat und er zudem darlegen kann, dass die Gesamtheit seiner auf seinem Betreiberkonto verfügbaren Emissionsrechte zur Erfüllung der Pflicht nicht ausreicht;
- er an der Versteigerung von Emissionsrechten nach Artikel 48 der CO_2-Verordnung teilgenommen hat und dabei für die benötigte Menge an Emissionsrechten Gebote zu Marktpreisen gemacht hat (Art. 55*a* Abs. 1 Bst. b CO_2-Verordnung);
- die Beschaffung der fehlenden, vom Bund nach Artikel 45 Absatz 1 ausgegebenen Emissionsrechte ausserhalb von Versteigerungen die Wettbewerbsfähigkeit des Betreibers der Anlagen erheblich beeinträchtigen würde (Art. 55*a* Abs. 1 Bst. c CO_2-Verordnung);
- Zur Beschaffung ausserhalb von Versteigerungen gehören beispielsweise schriftliche Kaufangebote an Betreiber von Anlagen mit überschüssigen Emissionsrechten. Für die Beurteilung der erheblichen Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit werden insbesondere auch allfällige Einnahmen berücksichtigt, die der Betreiber der Anlagen aus dem Verkauf von vom Bund ausgegebenen Emissionsrechten erzielt hat (Art. 55*a* Abs. 2 CO_2-Verordnung);

Das Gesuch ist bis spätestens 31. März des Jahres, das auf das Jahr folgt, für das die Härtefallregelung geltend gemacht wird, beim BAFU einzureichen. Per Gesuch bis zum 31. März 2023, kann zum Beispiel die Einstufung als Härtefall für das Jahr 2022 beantragt werden. Das BAFU entscheidet jährlich über die Menge der anzurechnenden europäischen Emissionsrechte. (Art. 55*a* Abs. 3 CO_2-Verordnung).

Der Betreiber von Anlagen gibt die europäischen Emissionsrechte zur Deckung seiner nicht mit Schweizer Emissionsrechten gedeckten Emissionen im Schweizer Emissionshandelsregister ab. Ist dies nicht möglich, transferiert er die Emissionsrechte auf ein Konto der Schweizerischen Eidgenossenschaft im Emissionshandelsregister der Europäischen Union (Art. 55*a* Abs. 4 CO_2-Verordnung). In beiden Fällen

werden die abgegebenen Emissionsrechte an die Abgabepflicht des Betreibers der Anlagen angerechnet.

8.3 Rückerstattung und Teilrückerstattung der CO_2-Abgabe

8.3.1 Rückerstattung der CO_2-Abgabe

Ein Betreiber von Anlagen, der von der CO_2-Abgabe befreit ist, kann die Rückerstattung der CO_2-Abgabe beim Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit (BAZG) beantragen (Art. 96 CO_2-Verordnung). Ein Rückerstattungsgesuch kann einen Zeitraum von einem bis zwölf Monate umfassen (Art. 98 Abs. 1). Die Frist für das Einreichen des Rückerstattungsgesuchs ist jeweils 6 Monate nach Ablauf des Geschäftsjahres, in dem die mit der Abgabe belasteten Brennstoffe eingekauft wurden (Art. 98 Abs. 2 CO_2-Verordnung). Für Gesuche, die bis zum 30. Juni 2026 eingereicht werden, gelten die Gesuchsfristen nach der bisherigen Regelung.[19] Wird das Rückerstattungsgesuch nicht fristgemäss eingereicht, verwirkt der Anspruch auf Rückerstattung (Art. 98 Abs. 3 CO_2-Verordnung).

Die Rückerstattung erfolgt ausschliesslich für die bezahlten Abgaben auf den eingekauften fossilen Brennstoffen, die innerhalb der Systemgrenzen des EHS eingesetzt werden. Aus diesem Grund sind die Einkäufe, Verkäufe und die entsprechenden Rechnungen den Anlagen innerhalb der Systemgrenzen klar zuzuweisen und in der Warenbuchhaltung vollständig zu erfassen.

Stehen fossil-thermische Anlagen zusammen mit weiteren Anlagen, die am EHS teilnehmen, auf dem gleichen Standort, so ist ein separates Rückerstattungsgesuch für die im fossil-thermischen Kraftwerk verbrauchten fossilen Brennstoffe einzureichen (vgl. Kap. 8.3.2).

Das Rückerstattungsgesuch ist beim BAZG in der vorgeschriebenen Form einzureichen. Ab 2025 steht beim BAZG dazu eine digitalisierte Anwendung zur Verfügung, welche dem Gesuchsteller ermöglicht, die Rückerstattung der CO_2-Abgabe über die Verbrauchssteuerplattform «Taxas»[20] zu beantragen.

8.3.2 Teilrückerstattung für fossil-thermische Kraftwerke

Ein Betreiber von fossil-thermischen Kraftwerken erhält gemäss Artikel 96*b* der CO_2-Verordnung die Differenz zwischen der bezahlten CO_2-Abgabe und dem Mindestpreis nach Artikel 17 CO_2-Gesetz auf Gesuch hin zurückerstattet. Der Mindestpreis richtet sich nach dem Mittelwert der externen Kosten abzüglich der Kosten für die abgegebenen Emissionsrechte. Zur Festlegung der externen Kosten wird auf die Vermeidungskosten abgestützt. Diese betragen aktuell 136.80 CHF.[21]

Der Antrag erfolgt zweistufig:

- Bis zum 30. Juni holt der Betreiber von fossil-thermischen Kraftwerken beim BAFU (*emissions-trading@bafu.admin.ch)* eine Bestätigung über die Höhe der rückerstattungsberechtigten Brennstoffmenge und den Umfang der Teilrückerstattung ein (Art. 96*b* Abs. 4 CO_2-Verordnung).
- Innert sechs Monaten seit Ausstellung der Bestätigung des BAFU, reicht der Betreiber von fossil-thermischen Kraftwerken beim BAZG das Gesuch für die Teilrückerstattung ein. Er erfasst dazu die Daten für die Rückerstattung über die Verbrauchssteuerplattform «Taxas» des BAZG. Die Bestätigung des BAFU bildet die Grundlage für die Erfassung der Rückerstattungsdaten und ist dem BAZG, zusammen mit den Brennstoffrechnungen, auf Verlangen vorzulegen (Art. 96*b* Abs. 6 und 7 CO_2-Verordnung).

Dient das fossil-thermische Kraftwerk als Reservekraftwerk, kann anstelle des Geschäftsjahres die Verfügbarkeitsperiode gemäss Artikel 11 der Winterreserveverordnung[22] über die Periode vom 1. Juni bis 31. Mai als Abrechnungszeitraum für die Rückerstattung der CO_2-Abgabe gewählt werden.

---

[19] Das Gesuch ist bis zum 30. Juni einzureichen für die bezahlten CO_2-Abgaben aus dem Vorjahr oder im Vorjahr abgelaufenen Geschäftsjahr (Fassung gemäss Ziff. I der V vom 13. Nov. 2019, in Kraft seit 1. Jan. 2020 (AS **2019** 4335)).

[20] https://eportal.admin.ch/start

[21] Bundesamt für Raumentwicklung ARE (2022), Externe Kosten und Nutzen des Verkehrs in der Schweiz. Strassen-, Schienen-, Luft- und Schiffsverkehr 2019, Kapitel 3.5 Klima: Basierend auf internationalen Studien zu den globalen Vermeidungskosten wird für das Jahr 2019 von einem mittleren Wert von 136.8 Fr. pro Tonne CO_2 ausgegangen.

[22] SR 734.722

Für die Bestätigung des BAFU muss der Antrag die Preise für den Kauf der Emissionsrechte als Durchschnitt über den Zeitraum des Rückerstattungsgesuchs enthalten. Die entsprechenden Belege sind beizulegen. Für die Umrechnung in Schweizer Franken sind die Wechselkurse zum Zeitpunkt des Kaufs zu verwenden. Liefert der Betreiber keine belegbaren Angaben zu den bezahlten Preisen der abgegebenen Emissionsrechte, so wird ein Wert von null Franken angenommen (Art. 96*b* Abs. 5 CO_2-Verordnung). Das BAFU kann weitere Angaben verlangen, soweit es diese für die Ausstellung der Bestätigung benötigt (Art. 96*b* Abs. 4 CO_2-Verordnung).

Der Rückerstattungsanspruch verwirkt, wenn beim BAFU nicht bis am 30. Juni die Bestätigung der Teilrückerstattung beantragt wurde oder das Gesuch für die Teilrückerstattung nicht innert 6 Monaten seit Ausstellung der Bestätigung durch das BAFU beim BAZG eingereicht wird. (Art. 96*b* Abs. 8 CO_2-Verordnung).

8.4 Aufschub der Rückerstattung und Sanktion

8.4.1 Aufschub der Rückerstattung

Kommt ein Betreiber von Anlagen seinen Mitwirkungspflichten nach der CO_2-Verordnung nicht nach, so kann das BAZG in Absprache mit dem BAFU die Rückerstattung der CO_2-Abgabe aufschieben (Art. 103 CO_2-Verordnung). Sobald der Betreiber von Anlagen seinen Pflichten nachkommt, wird der zurückbehaltene Betrag ausgerichtet.

8.4.2 Sanktion

Betreiber von Anlagen müssen dem Bund jährlich jeweils bis zum 30. September für die Treibhausgasemissionen des Vorjahres Emissionsrechte abgeben (Art. 55 Abs. 1 und 3 CO_2-Verordnung).

Kommt ein Betreiber von Anlagen dieser Pflicht nicht nach oder werden nicht genügend Emissionsrechte abgegeben, wird für die fehlende Menge eine Sanktion von 125 CHF pro t CO_2eq fällig (Art. 21 CO_2-Gesetz).

Der Betreiber der Anlagen muss die fehlenden Emissionsrechte bis spätestens zum 31. Januar des Folgejahres im Emissionshandelsregister überweisen. Überweist er diese nicht, verrechnet das BAFU die fehlende Menge mit dem zukünftigen Anspruch auf eine kostenlose Zuteilung.

9 Vorgaben zu Prozessemissionen und Restgasen bei der kostenlosen Zuteilung

9.1 Prozessemissionen und Restgase

Prozessemissionen sind Treibhausgasemissionen, die nicht primär aus der Energieumwandlung herrühren (vgl. Kap. 4.6.7). Restgase sind Gase oder Gasgemische, die aus Prozessen herrühren und einen wesentlichen Anteil an unvollständig oxidiertem Kohlenstoff aufweisen (vgl. weitere Kriterien in Kap. 9.2). Sie bilden eine Unterkategorie der Prozessemissionen und werden im Rahmen der kostenlosen Zuteilung für Prozessemissionen speziell berücksichtigt.

9.1.1 Zuteilungselemente mit Prozessemissionen

Prozessemissionen sind in der Regel in den Produktbenchmarks bereits berücksichtigt. Deshalb erfolgt die entsprechende kostenlose Zuteilung in der Regel im Rahmen von Zuteilungselementen mit Produktbenchmarks. Prozessemissionen bilden ein eigenes Zuteilungselement (Zuteilungselement mit Prozessemissionen), wenn sie von keinem Produktbenchmark erfasst sind. Für dieses Zuteilungselement wird die kostenlose Zuteilung basierend auf den historischen Emissionen bestimmt. Bei Anlagen, deren Hauptzweck die Entsorgung von überwiegend industriellen Sonderabfällen ist, wird ebenfalls ein Zuteilungselement mit Prozessemissionen angewendet.

Ein Zuteilungselement mit Prozessemissionen kann durch direkte Nicht-CO_2-Emissionen oder CO_2-Emissionen aus nicht von einem Produktbenchmark erfassten Prozessen gebildet werden (vgl. Übersichtstabelle in Kap. 4.6.7).

9.1.2 Arten von Prozessemissionen

Folgende Arten von Prozessemissionen sind für die kostenlose Zuteilung relevant:

- Typ a: direkte Nicht-CO_2-Treibhausgasemissionen wie beispielsweise Lachgas;
- Typ b: direkte CO_2-Emissionen aus vollständiger Oxidation von Kohlenstoff;
- Typ c: Emissionen aus Restgasen, die in einem Prozess anfallen und danach einer energetischen Nutzung zugeführt werden.

Prozessemissionen der Typen b und c müssen per Definition als Nebenprodukt aus einem der in der Tabelle in Kapitel 4.6.7 aufgeführten Prozesse entstehen. Beide können sowohl Anteile aus vollständig oxidiertem als auch unvollständig oxidiertem Kohlenstoff enthalten. Für eine Einstufung von CO_2-Prozessemissionen als Typ c (Emissionen aus Restgasen) müssen die folgenden Bedingungen kumulativ erfüllt sein:

- das Restgas enthält einen wesentlichen Anteil an unvollständig oxidiertem Kohlenstoff;
- der Heizwert des Restgases ist hoch genug, dass es eigenständig und ohne zusätzliche Brennstoffzufuhr verbrennt bzw. im Fall der Vermischung mit Brennstoffen mit höherem Heizwert erheblich zum Gesamtenergie-Eintrag beiträgt; und
- das Restgas wird energetisch genutzt.

Sind die oben genannten Bedingungen erfüllt, erfolgt eine kostenlose Zuteilung für Emissionen aus Restgasen (Typ c). Sind sie nicht vollständig erfüllt, werden für die Zuteilungsberechnung ausschliesslich die direkten CO_2-Emissionen (Typ b) und die Nicht-CO_2-Treibhausgasemissionen (Typ a) berücksichtigt.

Vollständige versus unvollständige Oxidation von Kohlenstoff

Eine vollständige Oxidation von Kohlenstoff ist durch folgenden Reaktionstyp gekennzeichnet:

$$C + O_2 \rightarrow CO_2$$

Eine unvollständige Oxidation von Kohlenstoff läuft in der Regel gemäss folgender chemischen Reaktion ab:

$$2C + O_2 \rightarrow 2CO$$

Unvollständig oxidierter Kohlenstoff kann jedoch auch komplexere unvollständig oxidierte Kohlenstoffprodukte enthalten, wie z. B.:

$$C_xH_y + O_2 \rightarrow CO_2 + CO + C + C_mH_nO_o + H_2 + H_2O$$

9.2 Kostenlose Zuteilung für Prozessemissionen und Emissionen aus Restgasen

9.2.1 Kostenlose Zuteilung für direkte Prozessemissionen (Typ a und b)

Die kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten für Prozessemissionen des Typs a und b, die von einem Zuteilungselement mit Prozessemissionen erfasst sind, beträgt gemäss Anhang 9 Ziffer 1.4 der CO_2-Verordnung 97 Prozent des arithmetischen Mittelwerts der jährlichen Emissionen in der massgebenden Bezugsperiode. Dabei ist zu beachten, dass bei Prozessemissionen des Typs b nur der Anteil des im relevanten Prozess vollständig oxidierten Kohlenstoffs zuteilungsberechtigt ist.

9.2.2 Kostenlose Zuteilung für Emissionen aus energetisch genutzten Restgasen (Typ c)

Für Emissionen aus Restgasen des Typs c erfolgt die kostenlose Zuteilung auf zwei Arten:

- Kostenlose Zuteilung für die energetische Nutzung von Restgasen zur Produktion von messbarer oder nicht-messbarer Wärme[23]
- Eine kostenlose Zuteilung für die energetische Nutzung von Restgasen zur Wärmeproduktion wird gewährt, wenn diese ausserhalb eines Zuteilungselements mit Produktbenchmark stattfindet.[24] Die kostenlose Zuteilung erfolgt nach Wärme- oder Brennstoffbenchmark (analog zur kostenlosen Zuteilung für den Einsatz herkömmlicher Brennstoffe). Von dieser kostenlosen Zuteilung ausgeschlossen ist die energetische Nutzung von Restgasen zur Stromproduktion.
- Zusätzliche kostenlose Zuteilung zum Ausgleich für höhere CO_2-Emissionen und niedrigere Effizienz der Nutzung von Restgasen im Vergleich zu Erdgas[25]
- Die zusätzliche kostenlose Zuteilung entspricht einer Kompensation für den potenziell höheren Emissionsfaktor sowie die niedrigere Effizienz der energetisch genutzten Restgase im Vergleich zum Referenzbrennstoff Erdgas. Diese Zuteilung erfolgt nur, wenn das Restgas ausserhalb eines Zuteilungselements mit Produktbenchmark anfällt[26] und in einer Anlage im EHS zur Erzeugung von messbarer oder nicht-messbarer Wärme oder für die Produktion von Strom verwendet wird (Anh. 9 Ziffer 1.5 CO_2-Verordnung). Sie erfolgt im Rahmen eines Zuteilungselements mit Prozessemissionen gemäss nachfolgender Formel:

$$Zuteilung = AR_{Restgas} \times 0{,}97$$

Die massgebliche Aktivitätsrate ($AR_{Restgas}$) wird aus den historischen, energetisch genutzten Restgasvolumen und der Differenz der Emissionsfaktoren zwischen dem Restgas und Erdgas abgeleitet:

$hAR_{Restgas}$ = arithmetisches $Mittel_{Bezugsperiode}$ [$V_{Restgas}$ × $Hu_{Restgas}$ × ($EF_{Restgas}$ – EF_{Erdgas} × $Korrektur_{\eta}$)]

mit:

[23] In den Leitlinien der EU (Nr. 8) wird diese Zuteilung als «allocation for waste gas use/consumption» bezeichnet.

[24] In den Produktbenchmarks ist die Nutzung von Restgasen bereits berücksichtigt.

[25] In den Leitlinien der EU (Nr. 8) wird diese Zuteilung als «allocation for waste gas production» bezeichnet.

[26] In den Produktbenchmarks bereits berücksichtigt.

- $hAR_{Restgas}$ = historische Aktivitätsrate des Zuteilungselements in Zusammenhang mit der Entstehung von Restgasen (angegeben in t CO_2eq)
- arithmetisches $Mittel_{Bezugsperiode}$ = arithmetisches Mittel über die entsprechende Bezugsperiode
- $V_{Restgas}$ = Volumen des energetisch genutzten Restgases (Nm³ oder t)
- $Hu_{Restgas}$ = unterer Heizwert des Restgases (GJ/Nm³ oder GJ/t)
- $EF_{Restgas}$ = Emissionsfaktor des Restgases (t CO_2/GJ)
- EF_{Erdgas} = Emissionsfaktor von Erdgas (t CO_2/TJ)
- $Korrektur_{\eta}$ = Faktor, der den Unterschied zwischen dem Wirkungsgrad der Restgasverwendung und demjenigen der Erdgasverwendung (Referenzbrennstoff) berücksichtigt. Der Standardwert dieses Faktors ist 0,667. Wird ein abweichender Faktor verwendet, muss dieser begründet werden.

Ist der Emissionsfaktor des Restgases niedriger als der Emissionsfaktor des Erdgases multipliziert mit dem Korrekturfaktor (d. h. $EF_{Restgas} < EF_{Erdgas} \times Korrektur_{\eta}$), erfolgt keine zusätzliche kostenlose Zuteilung.

Alle oben genannten Angaben in Bezug auf das Restgas ($V_{Restgas}$, $Hu_{Restgas}$ und $EF_{Restgas}$) betreffen den gesamten Restgasstrom, einschliesslich:

- vollständig oxidiertem Kohlenstoff;
- unvollständig oxidiertem Kohlenstoff;
- allfällig vorhandenen nicht oxidierten Kohlenwasserstoffen (z. B. Propan).

Brennstoffe, die dem Restgas zugemischt werden um z. B. den Heizwert anzuheben, sind aus der Bilanzierung des Restgases heraus zu rechnen.

Bezogen auf den Kohlenstoffanteil im Gas gilt: Je höher der Anteil von nicht- und unvollständig oxidiertem Kohlenstoff, umso höher der Heizwert des Restgases. Der Heizwert des vollständig oxidierten Kohlenstoffs (CO_2) ist Null.

9.3 Zuteilung bei Systemgrenzen überschreitenden Restgas-Strömen

In den meisten Fällen ist derselbe Betreiber von Anlagen Erzeuger und Nutzer des Restgases. Im Falle von Restgas-Strömen zwischen zwei Anlagen im EHS ist festzulegen, bei welcher der beteiligten EHS-Anlagen die jeweilige kostenlose Zuteilung für die direkten Prozessemissionen (Typ a und b) und die Emissionen aus Restgasen (Typ c) erfolgt:

- die kostenlose Zuteilung für direkte Prozessemissionen des Typs a und b erfolgen immer beim Betreiber von Anlagen, in denen die entsprechenden Prozesse stattfinden;
- die kostenlose Zuteilung für die Produktion von messbarer oder nicht messbarer Wärme aus Restgasen (Typ c) erfolgt immer beim Betreiber von Anlagen, der die Restgase energetisch nutzt;
- die zusätzliche kostenlose Zuteilung zum Ausgleich für höhere CO_2-Emissionen und niedrigere Effizienz im Vergleich zu Erdgas erfolgt im Fall der Nutzung von Restgasen, die in einem Prozess gemäss Übersichtstabelle in Kapitel 4.6.7 anfallen, der nicht von einem Produktbenchmark erfasst ist, beim Betreiber von Anlagen, der die Restgase energetisch nutzt.
- keine zusätzliche kostenlose Zuteilung erfolgt für die Nutzung von Restgasen, die in einem von einem Produktbenchmark erfassten Prozess anfallen.[27]

Liefert ein Betreiber von Anlagen im EHS Restgas an Dritte ausserhalb des EHS und wird das Restgas dort energetisch genutzt, erfolgt keine kostenlose Zuteilung für die energetische Nutzung des Restgases.[28]

[27] Die Nutzung von Restgas ist bereits im Produktbenchmark berücksichtigt.

[28] Die entsprechenden Emissionen aus der energetischen Nutzung des Restgases werden im Gegenzug auch nicht im Monitoring des EHS-Teilnehmers erfasst.

9.4 Abfackeln von Gasen in Fackeln und Sicherheitsfackeln

Werden Gase ohne energetische Nutzung abgefackelt, erfolgt grundsätzlich keine kostenlose Zuteilung für die Emissionen. Diese Gase gelten nur im Falle der Nutzung der umgewandelten Energie in Form von Wärme oder zur Stromerzeugung als Restgase gemäss Typ c.

Handelt es sich um eine Sicherheitsabfackelung von Gasen aus Prozessen, die nicht von einem Produktbenchmark erfasst sind,[29] erfolgt für die verbrannten Gase und die verwendeten Stützbrennstoffe eine kostenlose Zuteilung gemäss Brennstoffbenchmark. Dabei gilt der Energieinhalt der verbrannten Gase und Stützbrennstoffe als massgebende Aktivitätsrate.

Fackeln werden als Sicherheitsfackeln angesehen, wenn die drei folgenden Bedingungen kumulativ erfüllt werden:

- Die Fackel ist ausschliesslich zur Anlagenentlastung bei Betriebsstörungen oder anderen aussergewöhnlichen Betriebszuständen vorgesehen;
- die Verbrennung findet in einer zur Atmosphäre offenen Einheit statt; und
- die Mengen der verbrannten Gase unterliegen starken Schwankungen.

Letztere Voraussetzung ist erfüllt, wenn die Fackel nicht kontinuierlich betrieben wird. Beispiele von Fackeln, die nicht kontinuierlich betrieben werden, sind periodisch betriebene Fackeln entweder für geplante oder ungeplante Tätigkeiten wie Wartung und Tests oder ungeplante Ereignisse wie Notsituationen. Im Fall einer kontinuierlich betriebenen Fackel gilt die Anforderung nur dann als erfüllt, wenn nachgewiesen werden kann, dass die täglich verbrannten Prozess- oder Restgasmengen erhebliche Schwankungen aufweisen, d. h. die Prozess- oder Restgase nicht in den unter Normalbetrieb üblichen Mengen anfallen. Dabei muss aus den abgefackelten Mengen der gesamten Bezugsperiode der fluktuierende Betrieb der Fackel unzweifelhaft hervorgehen.

[29] Die Emissionen aus der Sicherheitsabfackelung von Gasen aus Prozessen, die von einem Produktbenchmark erfasst sind, sind im entsprechenden Produktbenchmark bereits berücksichtigt.

9.5 Zusammenfassung: Überblick über die kostenlose Zuteilung für Emissionen aus Restgasen (Typ c)

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die verschiedenen kostenlosen Zuteilungen für die Emissionen aus Restgasen (Typ c) in unterschiedlichen Situationen von Restgasentstehung und Restgasnutzung.

Tab. 3: Übersicht über die gesamte Zuteilung für Emissionen aus Restgasen

Entstehung von Restgasen	Nutzung von Restgasen	Typ der Nutzung	Zusätzliche Zuteilung zum Ausgleich höherer Emissionen und niedriger Effizienz (Zuteilung beim Restgas-Produzenten)	Zuteilung für die Produktion von messbarer oder nicht messbarer Wärme (Zuteilung beim Restgas-Nutzer)
Innerhalb der Systemgrenze eines Produktbenchmarks	Innerhalb der Systemgrenze eines Produktbenchmarks	Produktbenchmark	Produktbenchmark	Produktbenchmark
		Sicherheitsfackel	Produktbenchmark	Keine weitere Zuteilung
		Fackel	Produktbenchmark, Abzug der Emissionen der abgefackelten Restgase ab 2026	Keine weitere Zuteilung
	Ausserhalb der Systemgrenze eines Produktbenchmarks	Messbare Wärme	Produktbenchmark	Wärmebenchmark
		Nicht messbare Wärme	Produktbenchmark	Brennstoffbenchmark
		Sicherheitsfackel	Produktbenchmark	Keine weitere Zuteilung
		Fackel	Produktbenchmark, Abzug der Emissionen der abgefackelten Restgase ab 2026	Keine weitere Zuteilung
		Stromproduktion	Produktbenchmark	Keine Zuteilung

Entstehung von Restgasen	Nutzung von Restgasen	Typ der Nutzung	Zusätzliche Zuteilung zum Ausgleich höherer Emissionen und niedriger Effizienz (Zuteilung beim Restgas-Nutzer)	Zuteilung für die Produktion von messbarer oder nicht messbarer Wärme (Zuteilung beim Restgas-Nutzer)
Ausserhalb der Systemgrenze eines Produktbenchmarks	Innerhalb der Systemgrenze eines Produktbenchmarks	Produktbenchmark	Prozessemissionen (Typ c)	Produktbenchmark
	Ausserhalb der Systemgrenze eines Produktbenchmarks	Messbare Wärme	Prozessemissionen (Typ c)	Wärmebenchmark
		Nicht messbare Wärme	Prozessemissionen (Typ c)	Brennstoffbenchmark
		Sicherheitsfackel	Keine Zuteilung	Brennstoffbenchmark
		Fackel	Keine Zuteilung	Keine Zuteilung
		Stromproduktion	Prozessemissionen (Typ c)	Keine Zuteilung

Quelle: Leitlinie Nr. 8 der EU,[30] Abschnitt 4.4, Seite 20

[30] Guidance on Waste gases and process emissions subinstallation, European Commission, Version vom 14.2.2019.

10 Tätigkeitsspezifische Monitoringvorgaben

10.1 Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen und Prozessemissionen inklusive Abgaswäsche

10.1.1 Verbrennung von Brennstoffen und als Prozess-Input verwendete Brennstoffe

Emissionen aus Verbrennungsprozessen werden in der Regel nach der Standardmethode berechnet (vgl. Kap 6.6.1).

Sämtliche Emissionen aus der mit der Verbrennung von Brennstoffen zusammenhängenden Abgaswäsche werden mit der Standardmethode zur Berechnung der Prozessemissionen (vgl. Kap 6.6.1 und Kap. 10.1.2) überwacht. Zu beachten sind auch die Ergänzungen für spezifische Tätigkeiten im gesamten Kapitel 10.

Der Betreiber der Anlagen berücksichtigt CO_2-Emissionen aus allen Arten von Verbrennungsprozessen, da diese immer den Anlagen, in denen die Verbrennung stattfindet zuzurechnen sind. Emissionen aus Brennstoffen, die als Prozess-Input verwendet werden, werden im Monitoring wie Emissionen aus der Verbrennung behandelt.

Alle relevanten Emissionsquellen sind zu berücksichtigen. Diese umfassen 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, vgl. Kap. 10.1.2) und alle anderen Geräte oder Maschinen, die mit Brenn- oder Treibstoff betrieben werden. Emissionen aus Verbrennungsmotoren in zu Beförderungszwecken genutzten Maschinen und Geräten werden im EHS nicht berücksichtigt. Entsprechend sind dies im Monitoring nicht auszuweisen.

10.1.1.1 Kommerzielle Regelbrennstoffe

Bestimmung der Mengen des Stoffstroms

Als Regelbrennstoffe gelten jene Brennstoffe, auf die die CO_2-Abgabe erhoben wird. Die Verbrauchsmengen in l, t oder Nm^3 sind mit einer Genauigkeit von mindestens ±1,5 Prozent zu bestimmen. Nur wenn dies nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, können die Mengen in Ausnahmefällen mit einer Genauigkeit von ±5 Prozent ermittelt werden.

Bestimmung der Berechnungsparameter

Der Heizwert wird in der Regel dem Lieferschein des Brennstofflieferanten oder der Rechnung entnommen. Falls bei Erdgas nur der Brennwert ausgewiesen wird, so wird der untere Heizwert durch Multiplikation mit dem Faktor 0,9 berechnet. Für den Emissionsfaktor und gegebenenfalls den Heizwert, falls dieser nicht verfügbar ist, kann einer der folgenden Werte verwendet werden:

- aktueller Wert gemäss Schweizer Treibhausgasinventar;
- mit dem BAFU vereinbarte Literaturwerte, einschliesslich vom BAFU veröffentlichte Standardfaktoren, die im Vergleich zu den Werten im Schweizer Treibhausgasinventar für weniger stark aggregierte Brennstoffströme repräsentativ sind;
- vom Betreiber der Anlagen oder dem Lieferanten eines Brennstoffs oder Materials spezifizierte und garantierte Werte, sofern nachgewiesen werden kann, dass der ausgewiesene Wert ein 95 Prozent Konfidenzintervall von höchstens 1 Prozent aufweist.
- Als Oxidationsfaktor wird der Wert 1 verwendet.

10.1.1.2 Andere gasförmige und flüssige Brennstoffe

Bestimmung der Mengen des Stoffstroms

Für gasförmige und flüssige Brennstoffe, die nicht als kommerzielle Regelbrennstoffe einzustufen sind, sind die Brennstoffmengen in t oder Nm^3 mit einer Genauigkeit von mindestens ±1,5 Prozent genau zu

erfassen. Nur wenn dies nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, kann eine Genauigkeit von ±5 Prozent akzeptiert werden.

Anlagen Typ A: Bestimmung der Berechnungsparameter

Betreiber von Anlagen des Typs A verwenden einen Oxidationsfaktor von 1 und können zur Bestimmung des Heizwerts, des Emissionsfaktors und ggf. des Biomasseanteils einen der folgenden Werte verwenden:

- aktuelle Werte des Schweizer Treibhausgasinventars;
- mit dem BAFU vereinbarte Literaturwerte, einschliesslich vom BAFU veröffentlichte Standardfaktoren, die im Vergleich zu den Werten im Schweizer Treibhausgasinventar für weniger stark aggregierte Brennstoffströme repräsentativ sind;
- vom Lieferanten eines Brennstoffs oder Materials spezifizierte und garantierte Werte, sofern der nachgewiesen werden kann, dass der Kohlenstoffgehalt ein 95 Prozent Konfidenzintervall von höchstens 1 Prozent aufweist;

Anlagen Typ B und C: Bestimmung der Berechnungsparameter

Betreiber von Anlagen des Typs B und C müssen die Heizwerte, Emissionsfaktoren und ggf. Biomasseanteile grundsätzlich basierend auf Analysen bestimmen. Die tätigkeitsspezifischen Oxidationsfaktoren für die jeweiligen Brennstoffe werden auf der Grundlage der Kohlenstoffgehalte der Asche, der Abwässer und anderer Abfallstoffe und Nebenprodukte sowie auf Basis anderer relevanter nicht vollständig oxidierter kohlenstoffhaltiger Gase, ausgenommen Kohlenmonoxid (CO), berechnet. Die Zusammensetzungsdaten werden analysiert.

Nur wenn dies nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, kann auf die vorgenannten Werte für Anlagen des Typs A zurückgegriffen werden.

10.1.1.3 Feste Brennstoffe

Bestimmung der Mengen des Stoffstroms

Bei festen Brennstoffen, die nicht als kommerzielle Regelbrennstoffe einzustufen sind, sind die Brennstoffmengen in t mit einer Genauigkeit von mindestens ±1,5 Prozent genau zu erfassen. Nur wenn dies nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, kann auch eine Genauigkeit von ±7,5 Prozent akzeptiert werden.

Anlagen Typ A: Bestimmung der Berechnungsparameter

Betreiber von Anlagen des Typs A verwenden einen Oxidationsfaktor von 1 und können zur Bestimmung des Heizwerts, des Emissionsfaktors und ggf. des Biomasseanteils einen der folgenden Werte verwenden:

- aktuelle Werte des Schweizer Treibhausgasinventars;
- mit dem BAFU vereinbarte Literaturwerte, einschliesslich vom BAFU veröffentlichte Standardfaktoren, die im Vergleich zu den Heizwerten im Schweizer Treibhausgasinventar für weniger stark aggregierte Brennstoffströme repräsentativ sind;
- vom Lieferanten eines Brennstoffs oder Materials spezifizierte und garantierte Werte, sofern der nachgewiesen werden kann, dass der Kohlenstoffgehalt ein 95 Prozent Konfidenzintervall von höchstens 1 Prozent aufweist;

Anlagen Typ B und C: Bestimmung der Berechnungsparameter

Betreiber von Anlagen des Typs B und C müssen Heizwerte, Emissionsfaktoren und ggf. Biomasseanteile grundsätzlich analysieren. Die tätigkeitsspezifischen Oxidationsfaktoren für die jeweiligen Brennstoffe werden auf der Grundlage der relevanten Kohlenstoffgehalte der Asche, der Abwässer und ande-

rer Abfallstoffe und Nebenprodukte sowie auf Basis anderer relevanter nicht vollständig oxidierter kohlenstoffhaltiger Gase, ausgenommen Kohlenmonoxid (CO), berechnet. Die Zusammensetzungsdaten werden analysiert.

Nur wenn dies nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, kann auf die vorgenannten Werte für Anlagen des Typs A zurückgegriffen werden.

10.1.1.4 Fackeln

Bestimmung der Mengen des Stoffstroms

Bei der Berechnung der Emissionen aus dem Abfackeln von Gasen berücksichtigt der Betreiber der Anlagen die Emissionen aus routinemässigen und operationellen Abfackelvorgängen (Auslösen, Anfahren, Abschalten und Notbetrieb).

Die Fackelgasmengen in Nm^3 sind mit einer Genauigkeit von mindestens ±7,5 Prozent zu bestimmen. Nur wenn dies nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, kann eine Genauigkeit von ±17,5 Prozent akzeptiert werden.

Anlagen Typ A: Bestimmung der Berechnungsparameter

Betreiber von Anlagen des Typs A verwenden einen Oxidationsfaktor von 1 und können den Emissionsfaktor bestimmen, indem als Referenzwert ein aus der Verbrennung von reinem Ethan errechneter Emissionsfaktor von 0,00393 t CO_2/Nm^3 zugrunde gelegt wird, der als Proxywert für Fackelgase verwendet wird.

Anlagen Typ B und C: Bestimmung der Berechnungsparameter

Betreiber von Anlagen des Typs B und C müssen den Emissionsfaktor anhand von Analysen bestimmen. Nur wenn dies nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, kann der Emissionsfaktor abweichend davon anhand der Prozessmodellierung auf Basis von Industriestandardmodellen aus einem Schätzwert des Molekulargewichts des Fackelgasstromes errechnet werden. Durch Betrachtung der relativen Anteile und der Molekulargewichte der jeweiligen Stoffströme wird für das Molekulargewicht des Fackelgases ein gewichteter Jahresmittelwert errechnet. Auch vom BAFU publiziert Werte können gegebenenfalls verwendet werden.

Als Oxidationsfaktor kann ein vom BAFU genehmigter Literaturwert oder ein Best-Practice Wert der Industrie verwendet werden.

10.1.2 Prozessemissionen und Abgaswäsche

CO_2-Prozessemissionen werden in der Regel nach der Standardmethode (vgl. Kap. 6.6.1) berechnet. N_2O-Prozessemissionen werden in der Regel gemessen (vgl. Kap. 10.14.1), müssen bei Ausfall der Messung aber mit einer alternativen Berechnungsmethode berechnet werden. Zu beachten sind Abweichungen und Ergänzungen für Tätigkeiten, die im gesamten Kapitel 10 spezifisch geregelt sind.

Der Betreiber der Anlagen berücksichtigt Prozessemissionen aus der Karbonatzersetzung oder aus der Umsetzung von Prozessmaterialen, die andere Materialen als Karbonate enthalten (wie z. B. Harnstoff, Koks und Grafit). Bei Materialgemischen mit anorganischen und organischen Kohlenstoffanteilen wählt der Betreiber einen der folgenden Ansätze:

- Zur Bestimmung des vorläufigen Emissionsfaktors für das Materialgemisch wird der Gesamtkohlenstoffgehalt analysiert und mittels Umsetzungsfaktor und – falls anwendbar – mit dem Biomasseanteil und dem Heizwert in Einklang gebracht.
- der anorganische und organische Kohlenstoffgehalt werden separat bestimmt und als separate Stoffströme behandelt.

Prozessemissionen aus der Karbonatzersetzung werden für jeden Stoffstrom entweder anhand der Eingänge (Methode A – vgl. Kap. 10.1.2.1) oder der Ausgänge (Methode B – vgl. Kap. 10.1.2.2) berücksichtigt. Entsprechend sind der Emissionsfaktor, der Umsetzungsfaktor und die Mengen entweder des im Prozess eingesetzten Materials oder der aus dem Prozess hervorgehenden Produktion zu betrachten.

Die prozessbedingten CO_2-Emissionen aus dem Abgasstrom, die durch den Einsatz von Karbonat für die Sauergaswäsche entstehen (Entschwefelung), werden ebenfalls auf der Grundlage des verbrauchten Karbonats (Methode A) oder des erzeugten Gipses (Methode B) berechnet.

Für alle anderen Prozessemissionen wie auch den CO_2-Prozessemissionen aus der Abgaswäsche unter Verwendung von Harnstoff ist Methode A zu wählen.

10.1.2.1 Methode A: Input-Methode

Bestimmung der Mengen des Stoffstroms

Die Menge der Prozessinputs muss mit einer Genauigkeit von mindestens ±2,5 Prozent bestimmt werden. Nur wenn dies nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, kann eine Genauigkeit von ±7,5 Prozent akzeptiert werden. Falls der Biomasseanteil relevant ist, ist dieser zu berücksichtigen.

Abweichend dazu ist bei der Abgaswäsche die verbrauchte Karbonatmenge in t (Entschwefelung) oder die verbrauchte Harnstoffmenge in t (Entfernung von Stickoxiden, De-NOx), unabhängig von der Einstufung des Stoffstroms, auf ±7,5 Prozent genau zu bestimmen.

Anlagen Typ A: Bestimmung der Berechnungsparameter

Betreiber von Anlagen des Typs A können einen Umsetzungsfaktor von 1 anwenden. Die Zusammensetzung des Inputmaterials muss grundsätzlich mittels Analysen bestimmt werden. Die Zusammensetzungsdaten sind anhand der stöchiometrischen Verhältniszahlen in Kapitel 10.1.2.3 in Emissionsfaktoren umzurechnen. Falls dies nicht möglich ist, kann für den Emissionsfaktor einer der folgenden Werte verwendet werden:

- aktueller Wert gemäss Schweizer Treibhausgasinventar;
- mit dem BAFU vereinbarte Literaturwerte, einschliesslich vom BAFU veröffentlichte Standardfaktoren, die im Vergleich zu den Werten im Schweizer Treibhausgasinventar für weniger stark aggregierte Brennstoffströme repräsentativ sind;
- vom Lieferanten Materials spezifizierte und garantierte Werte, sofern der nachgewiesen werden kann, dass der Kohlenstoffgehalt ein 95 Prozent Konfidenzintervall von höchstens 1 Prozent aufweist.
- Werte, die auf in der Vergangenheit durchgeführten Analysen basieren, sofern diese nachweislich auch für künftige Chargen desselben Materials repräsentativ sind.

Anlagen Typ B und C: Bestimmung der Berechnungsparameter

Betreiber von Anlagen des Typs B und C müssen die Zusammensetzung des Inputmaterials mittels Analysen bestimmen und die Zusammensetzungsdaten anhand der stöchiometrischen Verhältniszahlen in Kapitel 10.1.2.3 in Emissionsfaktoren umrechnen. Zusätzliche relevante chemische Parameter müssen auch anhand von Analysen bestimmt werden. Nur wenn dies nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, kann auf die vorgenannten Werte für Anlagen des Typs A zurückgegriffen werden.

Karbonate und anderer Kohlenstoff, die während des Prozesses abgeschieden werden, werden mit einem Umsetzungsfaktor zwischen 0 und 1 berücksichtigt. Der Betreiber von Anlagen kann für Input- Materialien vollständige Umsetzung voraussetzen und nicht umgesetzte Materialien oder anderen Kohlenstoff dem oder den verbleibenden Input(s) zurechnen.

Bei der Abgaswäsche unter Verwendung von Harnstoff wird der Emissionsfaktor bestimmt, indem die Harnstoffmenge in dem betreffenden Input-Material nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie bestimmt wird. Der Emissionsfaktor wird mit einem stöchiometrischen Verhältnis von 0,7328 t CO_2/t Harnstoff bestimmt. Für den Umsetzungsfaktor wird immer der Wert 1 verwendet.

10.1.2.2 Methode B: Output-Methode

Bestimmung der Mengen des Stoffstroms

Die Menge der Prozessoutputs muss mit einer Genauigkeit von mindestens ±2,5 Prozent bestimmt werden. Nur wenn dies nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, kann eine Genauigkeit von ±5 Prozent akzeptiert werden. Falls der Biomasseanteil relevant ist, ist dieser zu berücksichtigen.

Abweichend dazu ist die erzeugte Gipsmenge in t bei der Abgaswäsche (Entschwefelung), unabhängig von der Einstufung des Stoffstroms auf ±7,5 Prozent genau zu bestimmen.

Anlagen Typ A: Bestimmung der Berechnungsparameter

Betreiber von Anlagen des Typs A können einen Umsetzungsfaktor von 1 anwenden. Die Zusammensetzung des Outputmaterials muss grundsätzlich mittels Analysen bestimmt werden. Zur Umrechnung von Zusammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden die stöchiometrischen Verhältniszahlen in Kapitel 10.1.2.3 herangezogen, wobei davon ausgegangen wird, dass alle relevanten Metalloxide aus den jeweiligen Karbonaten stammen. Zu diesem Zweck muss der Betreiber mindestens CaO und MgO berücksichtigen und nachweisen, welche weiteren Metalloxide auf Karbonate im Rohmaterial zurückgehen. Falls dies nicht möglich ist, kann für den Emissionsfaktor einer der folgenden Werte verwendet werden:

- aktueller Wert gemäss Schweizer Treibhausgasinventar;
- mit dem BAFU vereinbarte Literaturwerte, einschliesslich vom BAFU veröffentlichte Standardfaktoren, die im Vergleich zu den Werten im Schweizer Treibhausgasinventar für weniger stark aggregierte Brennstoffströme repräsentativ sind;
- vom Lieferanten Materials spezifizierte und garantierte Werte, sofern der nachgewiesen werden kann, dass der Kohlenstoffgehalt ein 95 Prozent Konfidenzintervall von höchstens 1 Prozent aufweist.
- Werte, die auf in der Vergangenheit durchgeführten Analysen basieren, sofern diese nachweislich auch für künftige Chargen desselben Materials repräsentativ sind.
- Betreiber von Anlagen des Typs A können den Emissionsfaktor bei der Abgaswäsche (Entschwefelung) auch anhand des stöchiometrischen Verhältnis von Trockengips ($CaSO_4$ $2H_2O$) zu emittiertem CO_2 mit dem Faktor 0,2558 t CO_2/t Gips berechnen.

Anlagen Typ B und C: Bestimmung der Berechnungsparameter

Betreiber von Anlagen des Typs B und C müssen die Zusammensetzung des Outputmaterials mittels Analysen bestimmen. Zur Umrechnung von Zusammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden die stöchiometrischen Verhältniszahlen in Kapitel 10.1.2.3 herangezogen, wobei davon ausgegangen wird, dass alle relevanten Metalloxide aus den jeweiligen Karbonaten stammen. Zu diesem Zweck muss der Betreiber mindestens CaO und MgO berücksichtigen und nachweisen, welche weiteren Metalloxide auf Karbonate im Rohmaterial zurückgehen. Zusätzliche relevante chemische Parameter müssen auch anhand von Analysen bestimmt werden. Nur wenn dies nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, kann auf die vorgenannten Werte für Anlagen des Typs A zurückgegriffen werden.

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.

10.1.2.3 Emissionsfaktoren bezogen auf Prozessemissionen

Tab. 4: Stöchiometrischer Emissionsfaktor für Prozessemissionen aus der Karbonatzersetzung (Methode A)

Karbonat	Emissionsfaktor (t CO_2/t Karbonat)
$CaCO_3$	0,440
$MgCO_3$	0,522
Na_2CO_3	0,415
$BaCO_3$	0,223
Li_2CO_3	0,596
K_2CO_3	0,318
$SrCO_3$	0,298
$NaHCO_3$	0,524
$FeCO_3$	0,380

Allgemeines

$$Emissionsfaktor = \frac{\left[M(CO_2)\right]}{\left\{Y \times \left[M(X) + Z \times \left[M\left(CO_3^{2-}\right)\right]\right]\right\}}$$

X	Metall
M(X)	Molekulargewicht von X in [g/mol]
$M(CO_2)$	Molekulargewicht von CO_2 in [g/mol]
$M(CO_3^{2-})$	Molekulargewicht von CO_3^{2-} in [g/mol]
Y	Stöchiometrische Zahl von X
Z	Stöchiometrische Zahl von CO_3^{2-}

Tab. 5: Stöchiometrischer Emissionsfaktor für Prozessemissionen aus der Karbonatzersetzung auf Basis von Erdalkalioxiden (Methode B)

Oxid	**Emissionsfaktor (t CO_2/t Oxid)**
CaO	0,785
MgO	1,092
BaO	0,287

Allgemeines
X_yO_z

$$Emissionsfaktor = \frac{\left[M(CO_2)\right]}{\left\{Y \times \left[M(X) + Z \times \left[M(O)\right]\right]\right\}}$$

X	Erdalkali- oder Alkalimetall
M(X)	Molekulargewicht von X in [g/mol]
$M(CO_2)$	Molekulargewicht von CO_2 in [g/mol]
M(O)	Molekulargewicht von O in [g/mol]
Y	Stöchiometrische Zahl von X = 1 für Erdalkalimetalle, = 2 für Alkalimetalle
Z	Stöchiometrische Zahl von O = 1

Tab. 6: Stöchiometrische Emissionsfaktoren für Prozessemissionen aus anderen Prozessmaterialien (Eisen- und Stahlproduktion und Verarbeitung von Eisenmetallen)[31]

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

Tab. 7: Stöchiometrische Emissionsfaktoren für Prozessemissionen aus anderen Prozessmaterialien (organische Grundchemikalien)[32]

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

10.1.3 Massenbilanz für Gasaufbereitungsstationen

Die relevanten Mengen der einzelnen Stoffströme werden, unabhängig von der Einstufung des Stoffstroms und der Anlagen, auf 7,5 Prozent genau bestimmt und mittels einer Massenbilanz (vgl. Kap. 6.6.2) überwacht.

Anlagen Typ A

Betreiber von Anlagen des Typs A können den C-Gehalt anhand von Standardfaktoren festlegen oder bezogen auf die Emissionsfaktoren in Kapitel 10.1.2.3 berechnen. Falls keine Werte verfügbar sind, so sind andere konstante Werte zu verwenden, die auf in der Vergangenheit durchgeführten Analysen basieren und nachweislich auch für künftige Chargen desselben Brennstoffs oder Materials repräsentativ sind.

[31] IPCC-Leitlinien 2006 für Nationale Treibhausgasinventare.

[32] IPCC-Leitlinien 2006 für Nationale Treibhausgasinventare.

Anlagen Typ B und C

Betreiber von Anlagen des Typs B und C müssen den C-Gehalt grundsätzlich analysieren. Nur wenn dies nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, kann auf die vorgenannten Werte für Anlagen des Typs A zurückgegriffen werden.

10.2 Raffination von Öl

10.2.1 Geltungsbereich

Der Betreiber der Anlagen berücksichtigt alle CO_2-Emissionen aus Verbrennungs- und Produktionsprozessen innerhalb der Raffinerien. Er berücksichtigt insbesondere die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: Kessel; Prozessfeuerungen; interne Verbrennungsmotoren/Turbinen; katalytische und thermische Oxidatoren; Kokskalzinieröfen; Löschwasserpumpen; Not-/Ersatzgeneratoren; Fackeln, Verbrennungsöfen; Cracker; Wasserstoffproduktionseinheiten; Claus-Anlage; katalytische Regeneration (durch katalytisches Cracken und andere katalytische Verfahren) und Kokserzeugungsanlagen (Flexicoking, Delayed Coking).

10.2.2 Spezifische Vorgaben

Tätigkeiten im Zusammenhang mit der Ölraffination werden gemäss Kapitel 10.1 (für Emissionen aus der Verbrennung einschliesslich Abgaswäsche) berücksichtigt. Der Betreiber der Anlagen kann die Massenbilanz auf die gesamte Raffinerie oder auf einzelne Prozesseinheiten wie Schwerölvergasung oder Kalzinieranlagen anwenden. Dabei ist jedes Input- und Outputmaterial [t] mit einer Genauigkeit von mindestens ±1,5 Prozent zu bestimmen. Werden Standardmethode und Massenbilanz kombiniert angewandt, so muss er dem BAFU nachweisen, dass die Emissionen vollständig erfasst sind und nicht doppelt gezählt werden.

Emissionen aus der Regenerierung katalytischer Cracker und anderer Katalysatoren und aus Flexicokern werden anhand einer Massenbilanz bestimmt, wobei die Zusammensetzung der zugeführten Luft und der Abgase berücksichtigt wird. Dabei sind die relevanten Mengen auf ±2,5 Prozent genau zu erheben. In Ausnahmefällen kann eine Genauigkeit von ±10 Prozent ausreichend sein.

Sämtliches Kohlenmonoxid (CO) im Abgas wird rechnerisch wie CO_2 behandelt, wobei folgende Massenrelation zugrunde gelegt wird: t CO_2 = t CO × 1,571. Die Analyse von zugeführter Luft und Abgasen muss transparent erfolgen. Der spezifische Berechnungsansatz muss vom BAFU genehmigt werden.

Emissionen aus der Wasserstoffproduktion werden als Tätigkeitsdaten (angegeben als eingesetzte Menge Tonnen Kohlenwasserstoff), multipliziert mit dem Emissionsfaktor (angegeben als t CO_2/t Einsatzmenge), berechnet. Der eingesetzte Kohlenwasserstoff [t] ist mit einer Genauigkeit von mindestens ±2,5 Prozent zu bestimmen.

10.3 Herstellung von Eisen oder Stahl

10.3.1 Geltungsbereich

Der Betreiber der Anlagen berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: Rohstoffe (Kalzinierung von Kalkstein, Dolomit und karbonatischen Eisenerzen, einschliesslich $FeCO_3$), 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.

10.3.2 Spezifische Vorgaben

Für das Monitoring von Emissionen aus der Produktion von Eisen und Stahl kann der Betreiber der Anlagen eine Massenbilanz, oder, zumindest für einen Teil der Stoffströme, die Standardmethode, anwenden, wobei sicherzustellen ist, dass die Emissionen vollständig erfasst sind und nicht doppelt gezählt

werden. Bei der Massenbilanz ist jedes Input- und Outputmaterial [t] mit einer Genauigkeit von mindestens ±1,5 Prozent zu bestimmen. In Ausnahmefällen kann können ±7,5 Prozent ausreichend sein. Diese Genauigkeiten gelten auch für Brennstoffe als Prozess-Input.

Für die Berechnung der Prozessemissionen nach der Standardmethode oder einer Massenbilanz bestimmen Betreiber von Anlagen des Typs B und C den Kohlenstoffgehalt und ggf. den Biomasseanteil von Input- oder Output-Stoffströmen anhand von repräsentativen, jährlichen Probenahmen und Analysen von Brennstoffen, Produkten und Nebenprodukten. Nur wenn dies nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, kann der Kohlenstoffgehalt aus Zusammensetzungsmittelwerten, wie sie in geltenden Normen festgelegt sind, errechnet werden.

10.4 Herstellung oder Verarbeitung von Eisen- und Nichteisenmetallen

10.4.1 Geltungsbereich

Der Betreiber der Anlagen berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: konventionelle Brennstoffe; alternative Brennstoffe, einschliesslich Kunststoffe; Granulat aus einem Shredder nachgeordneter Anlagen; Reduktionsmittel, einschliesslich Koks; Grafitelektroden; Rohstoffe, einschliesslich Kalkstein und Dolomit; kohlenstoffhaltige Metallerze und -konzentrate; sekundäre Einsatzstoffe.

10.4.2 Spezifische Vorgaben

In Anlagen, in denen Kohlenstoff aus eingesetzten Brennstoffen oder Materialien in den Produkten oder anderen Produktions-Outputs verbleibt, wendet der Betreiber der Anlagen eine Massenbilanz an. Dabei ist jedes Input- und Outputmaterial [t] mit einer Genauigkeit von mindestens ±1,5 Prozent zu bestimmen. Wird eine Massenbilanz verwendet, so kann der Betreiber der Anlagen Emissionen aus Verbrennungsprozessen in der Massenbilanz berücksichtigen oder für einen Teil der Stoffströme die Standardmethode anwenden, wobei sicherzustellen ist, dass die Emissionen vollständig erfasst sind und nicht doppelt gezählt werden.

In allen anderen Fällen berechnet er die Verbrennungs- und Prozessemissionen anhand der Standardmethode separat. Dabei ist bei der Berechnung der Prozessemissionen jedes als Prozess-Input verwendete Input- Material bzw. Prozessrückstände [t] mit einer Genauigkeit von ±2,5 Prozent zu bestimmen.

Die Vorgaben in diesem Kapitel gelten nicht für das Monitoring der CO_2-Emissionen aus der Produktion von Eisen und Stahl (vgl. Kap. 10.3).

10.5 Herstellung von Zementklinker

10.5.1 Geltungsbereich

Der Betreiber der Anlagen berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-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 von Kalkstein und Schiefer; Rohmaterial für die Abgaswäsche.

Emissionen aus der Verbrennung werden mit der Standardmethode zur Berechnung der Emissionen aus der Verbrennung (vgl. Kap. 6.6.1 und 10.1.1) unter Berücksichtigung der Abgaswäsche (vgl. Kap. 10.1.2) bestimmt.

Für die weiteren Prozessemissionen aus der Herstellung von Zementklinker sind die unten ausgeführten tätigkeitsspezifischen Monitoringanforderungen zu beachten.

10.5.2 Prozessemissionen aus der Umsetzung von Rohmehl

Prozessemissionen aus Rohmehlkomponenten werden auf Basis des Karbonatgehalts des Prozess-Inputs (Berechnungsmethode A) oder der Menge des erzeugten Klinkers (Berechnungsmethode B) berücksichtigt. Bei der Methode A müssen mindestens die folgenden Karbonate berücksichtigt werden: $CaCO_3$, $MgCO_3$ und $FeCO_3$. Bei der Methode B muss der Betreiber der Anlagen mindestens CaO und MgO berücksichtigen und nachweisen, dass keine anderen Kohlenstoffquellen vorliegen.

Klinkermenge: Berechnungsmethode A - Prozess-Input-Betrachtung

Sofern Rohmehl nicht als solches charakterisiert wird, berücksichtigt der Betreiber der Anlagen die Genauigkeiten für die Bestimmung der Mengen nach Kapitel 10.1.2.1 für jeden der relevanten kohlenstoffhaltigen Ofen-Inputs separat. Doppelerfassungen oder Nichterfassungen aufgrund von Materialrücklauf bzw. Bypass-Material sind zu vermeiden. Werden Mengen auf Basis des produzierten Klinkers ermittelt, so kann die Nettorohmehlmenge anhand eines spezifischen empirischen Rohmehl/Klinker-Quotienten bestimmt werden, der mindestens einmal jährlich nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie auf den neuesten Stand gebracht wird.

Werden Zementofenstaub (cement kiln dust, CKD) und Bypass-Staub aus dem Ofensystem abgeschieden, so betrachtet der Betreiber der Anlagen das betreffende Rohmaterial nicht als Prozess-Input, sondern berechnet die CKD-Emissionen nach Kapitel 10.5.3.

Klinkermenge: Berechnungsmethode B - Prozess-Output-Betrachtung

Der Betreiber der Anlagen bestimmt die Mengen der Klinkerproduktion [t] unter Einhaltung der erforderlichen Genauigkeit nach Kapitel 10.1.2.2 durch direktes Wiegen. Alternativ kann die Klinkermenge auf Basis der Zementauslieferungen mittels einer Materialbilanz unter Berücksichtigung des Klinkeraus- und eingangs, und der Bestandsveränderungen berechnet werden:

Klinkerproduktion [t] = ((Zementauslieferungen [t] – Veränderung des Zementbestands [t]) × Klinker/Zement-Quotient [t Klinker/t Zement]) – zugelieferter Klinker [t] + versendeter Klinker [t] – Veränderung des Klinkerbestands [t]

Der Betreiber der Anlagen berechnet den Klinker/Zement-Quotienten entweder für jedes der verschiedenen Zementprodukte oder aus der Differenz zwischen Zementzulieferungen, Bestandsveränderungen und im Zement verwendeten Zusatzstoffen einschliesslich Bypass- und Zementofenstaub.

Emissionsfaktor

Für Anlagen des Typs A kann ein Emissionsfaktor von 0,525 t CO_2/t Klinker angewendet werden. Für Anlagen des Typs B und C ist der Emissionsfaktor pro Tonne Klinker mittels Laboranalysen und stöchiometrischen Werten zu bestimmen. Nur wenn dies nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, kann auch für Anlagen des Typs B und C ein Emissionsfaktor von 0,525 t CO_2/t Klinker angewendet werden (vgl. Kap. 6.4 und 6.6.6).

10.5.3 Prozessemissionen bezogen auf Staubabscheidungen

Hinzurechnen muss der Betreiber der Anlagen die CO_2-Emissionen aus abgeschiedenem Bypass-Staub oder Zementofenstaub (CKD).

Die Mengen CKD oder Bypass-Staub [t] sind mit einer Genauigkeit von ±7,5 Prozent zu bestimmen. Betreiber von Anlagen des Typs A können die Mengen nach Best-Practice-Leitlinien schätzen, wenn deren Bestimmung nachweislich mit einem unverhältnismässigen Aufwand verbunden ist.

Für Anlagen des Typs A kann ein Emissionsfaktor von 0,525 t CO_2/t CKD angewendet werden. Für Anlagen des Typs B und C wird der Emissionsfaktor mindestens einmal jährlich nach folgender Formel bestimmt:

$$EF_{CKD} = \frac{\frac{EF_{Kli}}{1 + EF_{Kli}} \times G}{1 - \frac{EF_{Kli}}{1 + EF_{Kli}} \times G}$$

Dabei sind:

- EF_{CKD} = Emissionsfaktor für teilweise kalzinierten Zementofenstaub [t CO_2/t CKD]
- EF_{Kli} = anlagenspezifischer Emissionsfaktor für Klinker [t CO_2/t Klinker]
- G = Grad der CKD-Kalzinierung(abgeschiedenes CO_2 als prozentualer Anteil des Gesamtkarbonat-CO_2 in der Rohmischung)

Nur wenn keine genaueren Daten vorliegen und deren Bestimmungen nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, kann auch für Anlagen des Typs B und C ein Emissionsfaktor von 0,525 t CO_2/t CKD angewendet werden.

10.5.4 Prozessemissionen aus nicht karbonatischem Kohlenstoff im Rohmehl

Der Betreiber der Anlagen bestimmt zumindest die Emissionen aus nicht karbonatischem Kohlenstoff in Kalkstein, Schiefer oder alternativem Rohmaterial (z. B. Flugasche), die im Rohmehl im Ofen verwendet werden. Der Anteil an nicht karbonatischem Kohlenstoff im relevanten Rohmaterial muss dabei mindestens einmal jährlich mittels Analysen bestimmt.

Der Input an nicht karbonatischem Kohlenstoff ist für jedes Rohmaterial mit einer Genauigkeit von mindestens ±7,5 Prozent zu bestimmen. Für Betreiber von Anlagen des Typs A ist eine Genauigkeit von ±15 Prozent ausreichend.

Nur wenn keine genaueren Daten vorliegen und deren Bestimmungen nachweislich mit einem unverhältnismässigen Aufwand verbunden ist, kann der Emissionsfaktor festgelegt werden, indem der Anteil an nicht karbonatischem Kohlenstoff im relevanten Rohmaterial nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie geschätzt wird.

Der Umsetzungsfaktor wird nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie berechnet. Betreiber von Anlagen des Typs A können einen Umsetzungsfaktor von 1 annehmen.

10.6 Herstellung von Kalk oder Brennen von Dolomit oder Magnesit

10.6.1 Geltungsbereich

Der Betreiber von Anlagen berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: Kalzinierung von Kalkstein, Dolomit oder Magnesit in den Rohstoffen; alle auf dem Standort eingesetzten Brenn- und Rohstoffe.

Emissionen aus der Verbrennung werden mit der Standardmethode zur Berechnung der Emissionen aus der Verbrennung (vgl. Kap. 6.6.1 und 10.1) unter Berücksichtigung der Abgaswäsche (vgl. Kap. 10.1.2) bestimmt.

Prozessemissionen aus der Umsetzung von Rohmaterialien werden mit der Standardmethode zur Berechnung der Prozessemissionen (vgl. Kap. 6.6.1 und 10.1.2) überwacht.

Soweit der Branntkalk und das CO_2 aus dem Kalkstein für Reinigungsprozesse verwendet werden, so gilt das CO_2 als emittiert, es sei denn, das CO_2 ist in einem Produkt dauerhaft chemisch gebunden.

10.6.2 Prozessemissionen aus karbonatischem Kohlenstoff im Rohmaterial

Kalzium und Magnesium-Karbonate sind immer zu berücksichtigen, andere Karbonate und nicht karbonatischer Kohlenstoff im Rohmaterial nur, wenn sie für die Berechnung der Emissionen relevant sind.

Für die Anwendung der Methode A (vgl. Kap. 10.1.2.1) werden die Karbonatgehaltswerte um den jeweiligen Feuchte- und Gangart-Gehalt des Materials bereinigt. Bei der Magnesiaherstellung sind gegebenenfalls andere nichtkarbonathaltige, magnesiumhaltige Mineralstoffe zu berücksichtigen. Doppelerfassungen oder Nichterfassungen aufgrund von Materialrückläufen oder von Bypass-Material sind zu vermeiden. Jeder relevante Ofen-Input [t] ist mit einer Genauigkeit von ±2,5 Prozent, in Ausnahmefällen von 7,5 Prozent zu bestimmen.

Bei Anwendung von Methode B (vgl. Kap. 10.1.2.2) ist Kalkofenstaub gegebenenfalls als separater Stoffstrom zu betrachten. Wird in den Anlagen CO_2 verwendet oder zur Herstellung von gefälltem Kalziumkarbonat (PCC) an eine andere Anlage weitergeleitet, so gilt diese CO_2-Menge als Emission der CO_2 produzierenden Anlagen.

Für die Erdalkalimetalloxide (Methode B) bestimmen Betreiber von Anlagen des Typs A die hergestellte Kalkmenge in t auf ±5 Prozent genau. Betreiber von Anlagen des Typs B und C auf ±2,5 Prozent. Die Menge Ofenstaub [t] ist mit einer Genauigkeit von ±7,5 Prozent zu ermitteln.

Die Emissionsfaktoren werden gemäss Angaben in Kapitel 10.1.2 bestimmt.

10.6.3 Prozessemissionen aus nicht karbonatischem Kohlenstoff im Rohmaterial

Der Betreiber der Anlagen bestimmt zumindest die Emissionen aus nicht karbonatischem Kohlenstoff in Kalkstein, Schiefer oder alternativem Rohmaterial anhand der Standardmethode (vgl. Kap. 10.1.2). Der Anteil an nicht karbonatischem Kohlenstoff im relevanten Rohmaterial wird dabei mindestens einmal jährlich mittels Analysen bestimmt.

Der Input an nicht karbonatischem Kohlenstoff ist, abweichend von den Vorgaben in Kapitel 10.1.2.1, für jedes Rohmaterial als Menge [t] mit einer Genauigkeit von mindestens ±7,5 Prozent zu bestimmen. Für Betreiber von Anlagen des Typs A können in Ausnahmefällen ±15 Prozent ausreichend sein.

Nur wenn keine genaueren Daten vorliegen und deren Bestimmungen nachweislich mit einem unverhältnismässigen Aufwand verbunden ist, kann der Emissionsfaktor festgelegt werden, indem der Anteil an nicht karbonatischem Kohlenstoff im relevanten Rohmaterial nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie geschätzt wird.

Der Umsetzungsfaktor wird nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie berechnet. Betreiber von Anlagen des Typs A können einen Umsetzungsfaktor von 1 annehmen.

10.7 Herstellung von Glas, Glasfasern oder Dämmmaterial aus Mineralwolle

10.7.1 Geltungsbereich

Der Betreiber der Anlagen wendet die Vorschriften dieses Abschnitts auch auf Anlagen an, in denen Wasserglas und Steinwolle hergestellt werden.

Der Betreiber von Anlagen berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: Zersetzung von Alkali- und Erdalkalikarbonaten aufgrund des Schmelzens des Rohmaterials; konventionelle fossile Brennstoffe; alternative fossile Brennstoffe und Rohstoffe; Brennstoffe mit biogenem Anteil; andere Brennstoffe; kohlenstoffhaltige Zusatzstoffe wie Koks, Kohlenstaub und Grafit; Nachverbrennung von Abgasen und Abgaswäsche.

Emissionen aus der Verbrennung, einschliesslich der Abgaswäsche, sowie die Prozessemissionen aus Rohmaterialien sind gemäss den Kapiteln 10.1.1 und 10.1.2 zu überwachen.

10.7.2 Prozessemissionen

Folgende Karbonate müssen – nebst Emissionen aus anderen Prozessmaterialien einschliesslich Koks, Grafit und Kohlenstaub – berücksichtigt werden: $CaCO_3$, $MgCO_3$, Na_2CO_3, $NaHCO_3$, $BaCO_3$, Li_2CO_3, K_2CO_3 und $SrCO_3$.

Für die Karbonate und andere Prozessmaterialien (Input) wird in Abweichung zu den Vorgaben in Kapitel 10.1.2.1 die Menge für jedes (jeder) für CO_2-Emissionen verantwortliche karbonathaltige Rohmaterial bzw. Zusatzstoff [t] mit einer Genauigkeit von ±1,5 Prozent bestimmt. Betreiber von Anlagen des Typs A müssen eine Genauigkeit von ±2,5 Prozent einhalten.

Zur Bestimmung des Emissionsfaktors wird die Menge der relevanten Karbonate im jeweiligen Input-Material anhand von Analysen bestimmt. Betreiber von Anlagen des Typs A können die stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäss Tab. 4 in Kapitel 10.1.2.3 verwenden, wobei die Reinheit des jeweiligen Input-Materials nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie bestimmt wird.

Der Umsetzungsfaktor ist gleich 1.

10.8 Herstellung von keramischen Erzeugnissen

10.8.1 Geltungsbereich

Der Betreiber von Anlagen berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-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.

Emissionen aus der Verbrennung werden mit der Standardmethode zur Berechnung der Emissionen aus der Verbrennung (vgl. Kap. 6.6.1 und 10.1.1) unter Berücksichtigung der Abgaswäsche (vgl. Kap. 10.1.2) bestimmt.

Prozessemissionen aus der Umsetzung von Rohmaterialien und Zusatzstoffen werden mit der Standardmethode zur Berechnung der Prozessemissionen (vgl. Kap. 6.6.1 und 10.1.2) überwacht.

10.8.2 Prozessemissionen

Für die Bestimmung der Prozessemissionen im Rahmen der Herstellung von Keramikprodukten aus gereinigtem oder synthetischem Ton kann der Betreiber von Anlagen entweder Methode A oder B anwenden (vgl. Kap. 10.1.2). Für Keramikprodukte aus naturbelassenem Ton und wenn Tone oder Zusatzstoffe mit hohem Gehalt an nicht karbonatischem Kohlenstoff verwendet werden, wendet der Betreiber von Anlagen Methode A an. Kalziumkarbonate werden immer berücksichtigt. Andere Karbonate und nicht karbonatischer Kohlenstoff im Rohmaterial werden berücksichtigt, sofern sie für die Emissionsberechnung relevant sind.

Bei Anwendung der Methode A ist jedes (jeder) für CO_2-Emissionen verantwortliche karbonathaltige Rohmaterial bzw. Zusatzstoff [t] mit einer Genauigkeit von ±2,5 Prozent zu bestimmen. Die Mengen für die Input-Materialien der Methode A können abweichend davon auch durch eine geeignete, vom BAFU 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.

Bei Anwendung der Methode B ist die Bruttoproduktionsmenge, einschliesslich Ausschuss und Scherben aus Öfen und Beförderungsmitteln [t] mit einer Genauigkeit von mindestens ±2,5 Prozent (7,5 Prozent) zu bestimmen.

Der Emissionsfaktor kann ergänzend zu den Vorgaben in Kapitel 10.1.2 auch mit einer der folgenden Methoden festgelegt werden:

- Bei Anwendung der Methode A: Für die Berechnung des Emissionsfaktors kann in Ausnahmefällen anstelle von Analyseergebnissen ein Wert von 0,2 t $CaCO_3$ (entspricht 0,08794 t 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.
- Bei Anwendung der Methode B: Für die Berechnung des Emissionsfaktors kann in Ausnahmefällen anstelle von Analyseergebnissen ein Wert von 0,123 t CaO (entspricht 0,09642 t 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.

10.8.3 Abgaswäsche

Die verbrauchte Menge an Trocken-$CaCO_3$ ist mit einer Genauigkeit von ±7,5 Prozent zu bestimmen. Abweichend von Kapitel 10.1.2 wird der Emissionsfaktor für die Abgaswäsche anhand der stöchiometrischen Verhältniszahl für $CaCO_3$ gemäss Tab. 4 in Kapitel 10.1.2.3 bestimmt.

Die Doppelerfassung von gebrauchtem und von derselben Anlage zu Rohmaterial rezykliertem Kalkstein ist zu vermeiden. Für die Abgaswäsche wird kein Umsetzungsfaktor angewandt.

10.9 Herstellung von Zellstoff und Papier

10.9.1 Geltungsbereich

Der Betreiber der Anlagen 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).

Emissionen aus der Verbrennung werden mit der Standardmethode zur Berechnung der Emissionen aus der Verbrennung (vgl. Kap. 6.6.1 und 10.1.1) unter Berücksichtigung der Abgaswäsche (vgl. Kap. 10.1.2) bestimmt.

Prozessemissionen aus der Umsetzung von Rohmaterialien werden mit der Standardmethode zur Berechnung der Prozessemissionen (vgl. Kap. 6.6.1 und 10.1.2) überwacht.

10.9.2 Prozessemissionen

Prozessemissionen aus Rohmaterialien, die als Zusatzchemikalien verwendet werden (dies betrifft mindestens Kalkstein und Soda), werden gemäss den Vorgaben zu den Prozessemissionen aus der Karbonatzersetzung in Kapitel 10.1.2.1 berücksichtigt (Methode A). Die Mengen an $CaCO_3$ und Na_2CO_3 [t] sind dabei abweichend von den Vorgaben mit einer Genauigkeit von ±1,5 Prozent, für Anlagen des Typs A in Ausnahmefällen auf 2,5 Prozent genau, zu bestimmen. Der Umsetzungsfaktor ist gleich 1.

CO_2-Emissionen aus der Rückgewinnung von Kalkschlamm bei der Zellstoffherstellung werden als CO_2 aus rezyklierter Biomasse betrachtet. Nur die CO_2-Menge, die dem Input von Zusatzchemikalien entspricht, gilt als fossile CO_2-Emission.

10.10 Herstellung von Ammoniak

10.10.1 Geltungsbereich

Der Betreiber der Anlagen berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen 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.

Emissionen aus der Verbrennung werden mit der Standardmethode zur Berechnung der Emissionen aus der Verbrennung (vgl. Kap. 6.6.1 und 10.1.1) unter Berücksichtigung der Abgaswäsche (vgl. Kap. 10.1.2) bestimmt.

Prozessemissionen aus der Umsetzung von Prozess-Inputs werden mit der Standardmethode zur Berechnung der Prozessemissionen (vgl. Kap. 6.6.1 und 10.1.2) überwacht. Die als Prozess-Input verbrauchten Mengen [t] oder [Nm^3] sind mit einer Genauigkeit von ±1,5 Prozent, in Ausnahmefällen von ±5 Prozent zu ermitteln.

10.10.2 Spezifische Monitoringvorgaben

Soweit CO_2 aus der Ammoniakherstellung als Einsatzstoff für die Herstellung von Harnstoff oder anderen Chemikalien verwendet oder für einen nicht unter das EHS fallenden Verwendungszweck aus den Anlagen weitergeleitet wird, ist die anfallende CO_2-Menge als von den das CO_2 produzierenden Anlagen emittiert zu betrachten. Ausgenommen davon ist die dauerhafte Bindung des CO_2 in Produkten.

10.11 Herstellung von organischen Grundchemikalien

10.11.1 Geltungsbereich

Der Betreiber der Anlagen berücksichtigt mindestens die folgenden CO_2-Emissionsquellen: katalytisches oder nichtkatalytisches Cracken; Reformieren; partielle oder vollständige Oxidation; ähnliche Verfahren, die CO_2-Emissionen aus dem in kohlenwasserstoffbasierten Einsatzstoffen enthaltenen Kohlenstoff bewirken; Verbrennen von Abgasen und Abfackeln; andere Verbrennung von Brennstoffen.

Der Betreiber der Anlagen berücksichtigt alle Emissionen aus Verbrennungsprozessen, bei denen die Einsatzbrennstoffe nicht an chemischen Reaktionen zur Herstellung von organischen Grundchemikalien beteiligt sind oder aus solchen stammen, nach der Standardmethode. In allen anderen Fällen kann der Betreiber der Anlagen die Emissionen aus der Herstellung organischer Grundchemikalien anhand einer Massenbilanz oder nach der Standardmethode zu berücksichtigen. Wendet der Betreiber der Anlagen die Standardmethode an, so muss er dem BAFU nachweisen, dass damit alle relevanten Emissionen abgedeckt werden, die auch unter eine Massenbilanz fallen würden.

Ist die Produktion organischer Grundchemikalien technischer Bestandteil einer Raffinerie, so wendet der Betreiber der Anlagen die Bestimmungen gemäss Kapitel 10.2 an.

10.11.2 Prozessemissionen

Bei Anwendung einer Massenbilanz ist jedes Input- und Outputmaterial [t] mit einer Genauigkeit von ±1,5 Prozent, bei Anlagen des Typs A in Ausnahmefällen, auch mit einer Genauigkeit von ±7,5 Prozent, zu bestimmen.

Der C-Gehalt im Rahmen der Anwendung der Massenbilanz wird grundsätzlich basierend auf Analysen bestimmt. Wenn dies nachweislich technisch oder betrieblich nicht möglich oder wirtschaftlich nicht tragbar ist, und zur Bestimmung des Kohlenstoffgehalts die Standardemissionsfaktoren in Tab. 7 aus Kapitel 10.1.2.3 zugrunde gelegt werden, berechnet der Betreiber der Anlagen in dieser Tabelle fehlende Werte aus dem stöchiometrischen Kohlenstoffgehalt des reinen Stoffes und der Konzentration des Stoffes im Input- oder Output-Strom.

10.12 Herstellung von Wasserstoff und Synthesegas

10.12.1 Geltungsbereich

Der Betreiber der Anlagen berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-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 Massenbilanz als Stoffstrom zu betrachten.

Bei Anwendung einer Massenbilanz ist jedes Input- und Outputmaterial [t] mit einer Genauigkeit von ±1,5 Prozent, bei Anlagen des Typs A in Ausnahmefällen, auch mit einer Genauigkeit von ±7,5 Prozent, zu bestimmen.

Emissionen aus Verbrennungsprozessen und aus Brennstoffen, die als Prozess-Inputs für die Wasserstoffherstellung verwendet werden, werden nach der Standardmethode berücksichtigt. Die als Prozess-Input für die Wasserstofferzeugung verbrauchte Brennstoffmenge [t] oder [Nm^3] ist mit einer Genauigkeit von ±1,5 Prozent, in Ausnahmefällen von 5 Prozent zu ermitteln.

10.12.2 Spezifische Vorgaben

Emissionen aus der Herstellung von Synthesegas werden als Teil einer Massenbilanz berücksichtigt. Bei Emissionen aus Verbrennungsprozessen kann der Betreiber der Anlagen beschliessen, diese in die Massenbilanz einzubeziehen oder zumindest für einen Teil der Stoffströme die Standardmethode zu verwenden, 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 Betreiber der Anlagen die CO_2-Emissionen entweder nach separaten Methoden oder durch Anwendung einer gemeinsamen Massenbilanz.

10.13 Bestimmung der Treibhausgasemissionen bei CO_2-Abscheidung zwecks Transport und geologischer Speicherung oder dauerhafter chemischer Bindung

10.13.1 Geltungsbereich

Der Betreiber der Anlagen berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen Emissionsquellen: Sämtliche Treibhausgasemissionen der Abscheidungsanlagen (Verbrennungstätigkeiten und andere Tätigkeiten, die mit der Abscheidung im Zusammenhang stehen, einschliesslich Verwendung von Brennstoff und Input-Material), die mit den Anlagen abgeschiedene und weitergeleitete Menge CO_2, sämtliche weitere auf dem Standort verursachten Treibhausgasemissionen, unabhängig davon, ob sie der Abscheidungsanlage zugeführt werden oder nicht.

Alle auf dem Standort verursachten Treibhausgasemissionen sind gemäss den relevanten Kapiteln dieser Mitteilung zu überwachen und im Monitoringbericht auszuweisen. Dazu gehören auch Treibhausgasemissionen aus dem Betrieb der Abscheidungsanlagen. Diese werden mit der Standardmethode zur Berechnung der Emissionen aus der Verbrennung (vgl. Kap. 6.6.1 und 10.1.1) oder gegebenenfalls mit der Standardmethode zur Berechnung der Prozessemissionen (vgl. Kap. 6.6.1 und 10.1.2) überwacht.

Die abgeschiedene und weitergeleitete Menge CO_2 ist mittels direkter Messung zu überwachen und als eigene Messstelle im Monitoringbericht auszuweisen (vgl. Kap. 6.7).

10.13.2 Spezifische Vorgaben

Die relevanten Treibhausgasemissionen des Betreibers von Anlagen ergeben sich aus der gesamten Menge der mit dem Betrieb von Anlagen auf einem Standort verursachten Treibhausgase, abzüglich der abgeschiedenen und dauerhaft gespeicherten oder chemisch gebundenen Menge CO_2.

Das abgeschiedene und weitergeleitete CO_2 wird dem Betreiber von Anlagen nicht als verursachte Emissionen angerechnet, sofern er nachweist, dass dieses in der Schweiz dauerhaft gespeichert oder dauerhaft in mineralischen Karbonaten, die in Bauprodukten verwendet werden, chemisch gebunden wurde (vgl. Art. 55 Abs. 1^{bis} Bst. a CO_2-Verordnung).

Leitet der Betreiber von Anlagen das CO_2 an einen Teilnehmer im EU-EHS zum Zweck der dauerhaften Speicherung oder chemischen Bindung in mineralischen Karbonaten, die in Bauprodukten verwendet werden, weiter, wird ihm die nachgewiesene Menge CO_2 nicht als verursachte Emissionen angerechnet(vgl. Art. 55 Abs. 1^{bis} Bst. b CO_2-Verordnung).

Abgeschiedenes und an Dritte ausserhalb des EHS weitergeleitetes CO_2, das in der Folge genutzt und ausgestossen wird, wird dem Betreiber von Anlagen im EHS als verursachte Emission angerechnet.

10.14 Bestimmung von Distickstoffoxid-Emissionen (N_2O) mittels Messung

Der Betreiber von Anlagen berücksichtigt für jede Tätigkeit, bei der N_2O-Emissionen entstehen, sämtliche Quellen, aus denen N_2O im Rahmen von Herstellungsprozessen emittiert wird; dazu zählen auch herstellungsbedingte N_2O-Emissionen, die durch Emissionsverminderungsvorrichtungen geleitet werden.

Die Vorschriften gelten nicht für N_2O-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen.

10.14.1 Bestimmung der N_2O-Emissionen

N_2O-Emissionen pro Jahr

Der Betreiber der Anlagen berücksichtigt die N_2O-Emissionen durch kontinuierliche Emissionsmessung. Dabei muss sichergestellt werden, dass die N_2O-Emissionen insbesondere auch im Fall eines vorübergehenden Ausfalls einer Emissionsverminderungsvorrichtung ausgewiesen werden können.

Für jede Quelle, deren N_2O-Emissionen kontinuierlich gemessen werden, betrachtet der Betreiber der Anlagen als Jahresgesamtemissionen die nach der Formel in Kapitel 6.6.1 berechneten jährlichen Treibhausgasgesamtemissionen als Summe aller stündlichen Emissionen.

N_2O-Emissionen pro Stunde

Der Betreiber der Anlagen berechnet das Jahresmittel der Stundenwerte der N_2O-Emissionen für jede Quelle, deren Emissionen kontinuierlich gemessen werden, nach der Gleichung in Kapitel 6.6.1.

Der Betreiber der Anlagen misst die stündlichen N_2O-Konzentrationen im Abgasstrom aus jeder Emissionsquelle an einer repräsentativen Stelle vor und hinter der NO_x/N_2O-Emissionsminderungsvorrichtung (soweit Emissionen vermindert werden). Er wendet dabei Techniken an, mit denen die N_2O-Konzentrationen sowohl verminderter als auch unverminderter Emissionen aus sämtlichen Quellen gemessen werden können.

Er bezieht alle Messungen auf Trockengas und schliesst sie systematisch in seine Berichterstattung ein.

10.14.2 Bestimmung des Abgasstroms

Zur Bestimmung des Abgasstroms für die Zwecke des Monitorings von N_2O-Emissionen misst der Betreiber der Anlagen den Durchfluss kontinuierlich. Der Abgasstrom wird nach folgender Formel berechnet:

$$V_{Abgasstrom}\left[\frac{Nm^3}{h}\right] = V_{Luft} \times \frac{(1 - O_{2,Luft})}{(1 - O_{2,\,Abgas})}$$

Dabei sind:

- V_{Luft} = der Gesamtzuluftstrom in Nm³/h unter Normbedingungen
- $O_{2,\,Luft}$ = der Volumenanteil O_2 in Trockenluft [= 0,2095]
- $O_{2,\,Abgas}$ = der Volumenanteil O_2 im Abgas

V_{Luft} wird als Summe aller Luftströme berechnet, die den Anlagen zugeführt werden. Soweit im Monitoringkonzept nicht anders geregelt, wendet der Betreiber der Anlagen folgende Formel an:

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

Dabei sind:

- 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

Bei der Salpetersäureherstellung bestimmt der Betreiber der Anlagen 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 eingesetzten Sperrluftstrom.

Für Zuluftströme, die zusammengerechnet weniger als 2,5 Prozent des Gesamtluftstroms ausmachen, kann das BAFU zur Bestimmung dieser Luftstromrate Schätzmethoden akzeptieren, die der Betreiber der Anlagen auf Basis von Best-Practice-Leitlinien der Industrie vorschlägt.

Der Betreiber der Anlagen 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 Betreiber bei der Entscheidung über geeignete Monitoringmethoden zu berücksichtigen.

Er bezieht alle Messungen auf Trockengas und schliesst sie systematisch in sein Monitoring ein.

Sauerstoffkonzentrationen (O_2)

Der Betreiber der Anlagen misst die Sauerstoffkonzentrationen im Abgas, soweit dies zur Berechnung des Abgasstromes erforderlich ist. Bei der Bestimmung der Unsicherheit von N_2O-Emissionen berücksichtigt er die Unsicherheit von O_2-Konzentrationsmessungen.

Er bezieht alle Messungen auf Trockengas und schliesst sie systematisch in sein Monitoring ein.

Berechnung von N_2O-Emissionen

Bei bestimmten, periodisch auftretenden unverminderten N_2O-Emissionen kann der Betreiber der Anlagen diese Emissionen, wenn ein kontinuierliches N_2O-Emissionsmonitoring technisch nicht möglich ist, mit Genehmigung des BAFU anhand einer alternativen Berechnungsmethode berechnen. Zu diesem Zweck wird die Gesamtunsicherheit dem Ergebnis der Anwendung den geforderten Genauigkeitsanforderungen nach Kapitel 6.7 gleichgesetzt. Der Betreiber von Anlagen stützt die Berechnungsmethode auf die höchstmögliche Rate der N_2O-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 Betreiber der Anlagen die Unsicherheit bei allen für eine bestimmte Emissionsquelle berechneten Emissionen.

Bestimmung der tätigkeitsbezogenen Produktionsraten

Produktionsraten werden anhand der täglichen Produktionsmeldungen und Betriebsstunden berechnet.

Häufigkeit der Probenahmen

Gültige Stundenmittelwerte oder Mittelwerte für kürzere Zeiträume werden berechnet für:

- die N_2O-Konzentration im Abgas,
- den Gesamtabgasstrom, soweit er direkt gemessen wird und dies erforderlich ist,
- sämtliche Gasströme und Sauerstoffkonzentrationen, die zur indirekten Bestimmung des Gesamtabgasstroms erforderlich sind.

10.14.3 Bestimmung der jährlichen CO_2eq

Der Betreiber der Anlagen rechnet die jährlichen N_2O-Gesamtemissionen aus allen Emissionsquellen zusammen (gemessen in t und auf drei Dezimalstellen gerundet) und rechnet sie anhand der Werte in Anhang 1 der CO_2-Verordnung in CO_2eq (ganzzahlig gerundete t) um.

Glossar

Aktivitätsrate

Die Aktivitätsrate wird pro Zuteilungselement bestimmt und bildet den Betrieb der entsprechenden Anlagen in einer repräsentativen Bezugsperiode ab. Sie wird zur Berechnung der kostenlosen Zuteilung mit dem relevanten Benchmark multipliziert.

Anlagen

Anlagen sind ortsfeste, technische Einheiten (z. B. Dampfkessel, Brennofen) an einem Standort. Sie können einen eigenen EHS-Teilnehmer bilden oder Teil eines Produktionsstandorts sein.

Inbetriebnahme

Erster Betriebstag von Anlagen, die ein Zuteilungselement definieren bzw. erster Tag, an dem die Aktivitätsrate eines Zuteilungselements grösser als Null ist.

Biomasse

Der biologisch abbaubare Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschliesslich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige sowie der biologisch abbaubare Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten; der Begriff schliesst flüssige Biobrennstoffe und Biotreibstoffe mit ein.

Biomasseanteil

Verhältnis des aus Biomasse stammenden Kohlenstoffs zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs oder Materials, ausgedrückt als Prozentsatz.

Cap

Der Cap bezeichnet die insgesamt im EHS über alle Betreiber von Anlagen hinweg maximal zur Verfügung stehende Menge an Schweizer Emissionsrechten.

Carbon Leakage

Carbon Leakage bezeichnet das Risiko von Produktionsverlagerungen ins Ausland aufgrund von Regulierungen des CO_2-Ausstosses. Dieses Risiko ist entweder gegeben oder nicht gegeben (Carbon Leakage-Status) und ist relevant für die Anwendung der Anpassungsfaktoren nach Anhang 9 Ziffer 3 der CO_2-Verordnung bei der Berechnung der kostenlosen Zuteilung.

Emissionspunkt

Ein Emissionspunkt bezeichnet den Punkt an dem Treibhausgase emittiert werden (z. B. Kamin).

Emissionsquelle

Emissionsquellen bezeichnen Anlagen und Prozesse die Treibhausgasemissionen verursachen.

Genauigkeit

Der Grad der Übereinstimmung zwischen dem Messergebnis und dem wahren Wert einer bestimmten Grösse (oder einem empirisch mithilfe von anerkanntem und rückverfolgbarem Kalibriermaterial nach Standardmethoden bestimmten Referenzwert), wobei sowohl zufällig auftretende als auch systematische Einflussfaktoren berücksichtigt werden.

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.

Messstelle

Die Messstelle bzw. der Messpunkt bezieht sich auf eine oder mehrere Emissionsquellen, deren Emissionen mithilfe eines Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung an einem Emissionspunkt gemessen werden.

Oxidationsfaktor

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

Restgase

Restgase sind Gase, die aus Prozessen herrühren und einen wesentlichen Anteil an unvollständig oxidiertem Kohlenstoff aufweisen. Emissionen aus Restgasen sind eine Unterkategorie der Prozessemissionen.

Stoffstrom

Ein Stoffstrom ist entweder ein spezifischer Brennstoff, ein spezifischer Rohstoff oder ein spezifisches Zwischen-/Endprodukt, bei dessen Verbrauch oder Erzeugung an einer oder mehreren Emissionsquellen relevante Treibhausgase entstehen und an einem oder mehreren Emissionspunkten entweichen oder dessen Kohlenstoffgehalt in einer Massenbilanz zur Berechnung der Treibhausgasemissionen erfasst wird.

Umsetzungsfaktor

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

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 gegebenenfalls gebildetem Wasser.

Zuteilungselement

Ein Zuteilungselement umfasst sämtliche Tätigkeiten und Emissionen von Anlagen, für welche die kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten nach demselben Benchmark und demselben Carbon Leakage-Status erfolgt.