

DIN ISO 19694-6



Diese Norm ist Bestandteil des VDI/DIN-Handbuches Reinhaltung der Luft, Band 2.

ICS 13.020.40; 13.040.40

Einsprüche bis 2021-06-09

Entwurf

**Emissionen aus stationären Quellen –
Bestimmung von Treibhausgasen (THG) aus energieintensiven
Industrien –
Teil 6: Ferrolegierungen und Silikonindustrie (ISO/DIS 19694-6:2021;
Text Deutsch und Englisch**

Stationary source emissions –

Determination of greenhouse gas emissions in energy-intensive industries –

Part 6: Ferroalloys and silicon industry (ISO/DIS 19694-6:2021);

Text in German and English

Émissions de sources fixes –

Détermination des émissions des gaz à effet de serre dans les industries à forte intensité
énergétique –

Partie 6: Industrie des ferro-alliages (ISO/DIS 19694-6:2021);

Texte en allemand et anglais

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2021-04-09 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und
Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfs
besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal von DIN unter www.din.de/go/entwuerfe bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an krdl@din.de möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/go/stellungnahmen-norm-entwuerfe oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an die VDI/DIN-Kommission Reinhaltung der Luft (KRdL) - Normenausschuss, 40002 Düsseldorf, Postfach 10 11 39 oder VDI-Platz 1, 40468 Düsseldorf.

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevanten
Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 70 Seiten

VDI/DIN-Kommission Reinhaltung der Luft (KRdL) - Normenausschuss

Inhalt

	Seite
Nationales Vorwort.....	4
Nationaler Anhang NA (informativ) Literaturhinweise	4
Vorwort	5
Einleitung	6
1 Anwendungsbereich.....	8
2 Normative Verweisungen	8
3 Begriffe	9
4 Symbole und Abkürzungen.....	10
5 Bestimmung von Treibhausgasen — Grundsätze.....	11
5.1 Die in dieser Norm für die Bestimmung der Treibhausgasemissionen beschriebene Methodik basiert auf der Massenbilanzmethode (siehe 7.1).....	11
5.2 Auf der Massenbilanz beruhende Bestimmung.....	12
5.3 Abgasnutzung/Abwärmenutzung	12
6 Grenzen	12
6.1 Operative Grenzen	12
6.2 Organisationsbezogene Grenzen	13
7 Direkte Emissionen und deren Bestimmung	13
7.1 Massenbilanzansatz.....	14
7.1.1 Generischer Ansatz	14
7.1.2 Probenahme	15
7.1.3 Alternativer Ansatz.....	16
7.2 Prozessemissionen	18
7.2.1 Überblick	18
7.2.2 Verfahren.....	18
7.3 Emissionen aus der Verbrennung	20
7.3.1 Überblick	20
7.3.2 Verfahren.....	20
7.3.3 Berechnung der Brennstoffmenge	21
7.3.4 Bestimmung des unteren Heizwerts und des Emissionsfaktors.....	21
7.3.5 Bestimmung des Oxidationsfaktors.....	21
7.4 Verbrennung von Biomassebrennstoffen.....	22
8 Indirekte Emissionen.....	22
8.1 CO ₂ aus der externen Erzeugung elektrischer Energie.....	22
8.1.1 Treibhausgase aus der Wärmeübertragung.....	22
9 Basislinien, Übernahmen und Veräußerungen	23
10 Berichterstattung	23
10.1 Berichtszeiträume.....	24
10.2 Leistungskennzahlen	25
10.2.1 Nenner für spezifische, einheitenbasierte Emissionen	25
10.2.2 Nenner für sonstige Verhältniskennzahlen.....	25
10.2.3 Schlüsselleistungskennzahlen (KPI)	25
10.2.4 Nutzung von Abgas und Abwärme.....	25

11	Unsicherheit der Treibhausgasinventare	26
11.1	Einführung in Unsicherheitsbewertung.....	26
11.1.1	Grundsätzliche Überlegungen	26
11.1.2	Wesentlichkeitsschwellen	27
11.2	Unsicherheit der Tätigkeitsdaten	28
11.2.1	Messgeräte zur Bestimmung der Brennstoff- und Materialmengen	28
11.2.2	Aggregierte Unsicherheiten bei Massenbilanzen.....	28
11.3	Unsicherheiten der Brennstoff- und Materialparameter	28
11.4	Beurteilung der Gesamtunsicherheit eines Treibhausgasinventars	28
Anhang A (normativ)	Emissionsfaktoren für Ebene 1.....	29
Anhang B (normativ)	Mindestanalysehäufigkeit.....	32
Anhang C (normativ)	Landesspezifische Emissionsfaktoren für elektrische Energie.....	33
Literaturhinweise.....		37

Nationales Vorwort

ISO 19694-6 wurde von Arbeitsgruppe ISO/TC 146/SC 1/WG 30 „Greenhouse gases in energy-intensive industries – Specific sectors“, des Technischen Komitees ISO/TC 146, „Air quality“, Subcommittee (SC 1), „Stationary source emissions“, erarbeitet. Obmannschaft und Sekretariat der WG 30 liegen bei Deutschland. An der Erstellung dieser Norm waren der Fachbereich I „Umweltschutztechnik“ der VDI/DIN Kommission Reinhaltung der Luft (KRdL) – Normenausschuss maßgeblich beteiligt.

Das zuständige deutsche Normungsgremium ist der Arbeitsausschuss NA 134-01-90 AA der VDI/DIN-Kommission Reinhaltung der Luft (KRdL) – Normenausschuss.

Um Zweifelsfälle in der Übersetzung auszuschließen, ist die englische Originalfassung des Norm-Entwurfs beigelegt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfs gelten gleichermaßen auch für den englischen Text.

Für die in den Literaturhinweisen zitierten internationalen Dokumente wird im Folgenden auf die entsprechenden deutschen Dokumente hingewiesen:

ISO 14064-1	siehe DIN EN ISO 14064-1
ISO 17025	siehe DIN EN ISO/IEC 17025
ISO 20988	siehe DIN EN ISO 20988

Aktuelle Informationen zu diesem Dokument können über die Internetseiten von DIN (www.din.de) durch eine Suche nach der Dokumentennummer aufgerufen werden.

Nationaler Anhang NA (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN ISO 14064-1, *Treibhausgase — Teil 1: Spezifikation mit Anleitung zur quantitativen Bestimmung und Berichterstattung von Treibhausgasemissionen und Entzug von Treibhausgasen auf Organisationsebene*

DIN EN ISO/IEC 17025, *Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien*

DIN EN ISO 20988, *Luftbeschaffenheit — Leitlinien zur Schätzung der Messunsicherheit*

Vorwort

ISO (die Internationale Organisation für Normung) ist eine weltweite Vereinigung nationaler Normungsinstitute (ISO-Mitgliedsorganisationen). Die Erstellung von Internationalen Normen wird üblicherweise von Technischen Komitees von ISO durchgeführt. Jede Mitgliedsorganisation, die Interesse an einem Thema hat, für welches ein Technisches Komitee gegründet wurde, hat das Recht, in diesem Komitee vertreten zu sein. Internationale staatliche und nichtstaatliche Organisationen, die in engem Kontakt mit ISO stehen, nehmen ebenfalls an der Arbeit teil. ISO arbeitet bei allen elektrotechnischen Normungsthemen eng mit der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) zusammen.

Die Verfahren, die bei der Entwicklung dieses Dokuments angewendet wurden und die für die weitere Pflege vorgesehen sind, werden in den ISO/IEC-Direktiven, Teil 1 beschrieben. Es sollten insbesondere die unterschiedlichen Annahmekriterien für die verschiedenen ISO-Dokumentenarten beachtet werden. Dieses Dokument wurde in Übereinstimmung mit den Gestaltungsregeln der ISO/IEC-Direktiven, Teil 2 erarbeitet (siehe www.iso.org/directives).

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. ISO ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren. Details zu allen während der Entwicklung des Dokuments identifizierten Patentrechten finden sich in der Einleitung und/oder in der ISO-Liste der erhaltenen Patenterklärungen (siehe www.iso.org/patents).

Jeder in diesem Dokument verwendete Handelsname dient nur zur Unterrichtung der Anwender und bedeutet keine Anerkennung.

Für eine Erläuterung des freiwilligen Charakters von Normen, der Bedeutung ISO-spezifischer Begriffe und Ausdrücke in Bezug auf Konformitätsbewertungen sowie Informationen darüber, wie ISO die Grundsätze der Welthandelsorganisation (WTO, en: World Trade Organization) hinsichtlich technischer Handelshemmnisse (TBT, en: Technical Barriers to Trade) berücksichtigt, siehe www.iso.org/iso/foreword.html.

Dieses Dokument wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 146, *Air quality*, Unterkomitee SC 1, *Stationary source emissions* erarbeitet.

Eine Auflistung aller Teile der Normenreihe ISO 19694 ist auf der ISO-Internetseite abrufbar.

Rückmeldungen oder Fragen zu diesem Dokument sollten an das jeweilige nationale Normungsinstitut des Anwenders gerichtet werden. Eine vollständige Auflistung dieser Institute ist unter www.iso.org/members.html zu finden.

Einleitung

Überblick über den Herstellungsprozess von Ferrolegierungen

Die Herstellung von Ferrolegierungen umfasst einen metallurgischen Reduktionsprozess, der zu signifikanten Kohlendioxidemissionen führt. Diese Emissionen sind das Ergebnis einer carbothermischen Reaktion, die Bestandteil des Prozesses ist. Bei der Herstellung von Ferrolegierungen werden Erz, kohlenstoffhaltige Materialien und Schlackebildner gemischt und zum Schmelzen auf hohe Temperaturen erhitzt.

Das Schmelzen in einem Lichtbogenofen erfolgt durch Umwandlung elektrischer Energie in Wärme. Ein an die Elektroden angelegter Wechselstrom erzeugt einen Stromfluss zwischen den Elektrodenstippen durch die Charge hindurch. Die Wärme wird durch Lichtbögen und den Widerstand in den Einsatzstoffen erzeugt. Daher sind Emissionen aus dem Schmelzprozess keine verbrennungsbedingten Emissionen. Die Öfen dürfen offen, halbgeschlossen oder geschlossen sein.

Es werden Schmelz-Reduktionsöfen (en: Submerged Electric Arc Furnaces, SEAF) mit Graphitelektroden oder selbstbackende Söderberg-Elektroden eingesetzt (siehe Bild 1).

Die wesentliche Quelle für die direkten CO₂-Emissionen ist der Reduktionsprozess. Zu weiteren CO₂-Quellen gehören direkte Emissionen aus der Kalzinierung von Calciumcarbonat, Magnesiumcarbonat und sonstigen Carbonaten (z. B. Kalkstein) in einigen Prozessen und aus nichtschmelzenden Brennstoffen (z. B. Trockner für Pfannen und feuerfeste Auskleidungen, Raumheizung) sowie indirekte Emissionen, beispielsweise aus der externen Stromerzeugung.

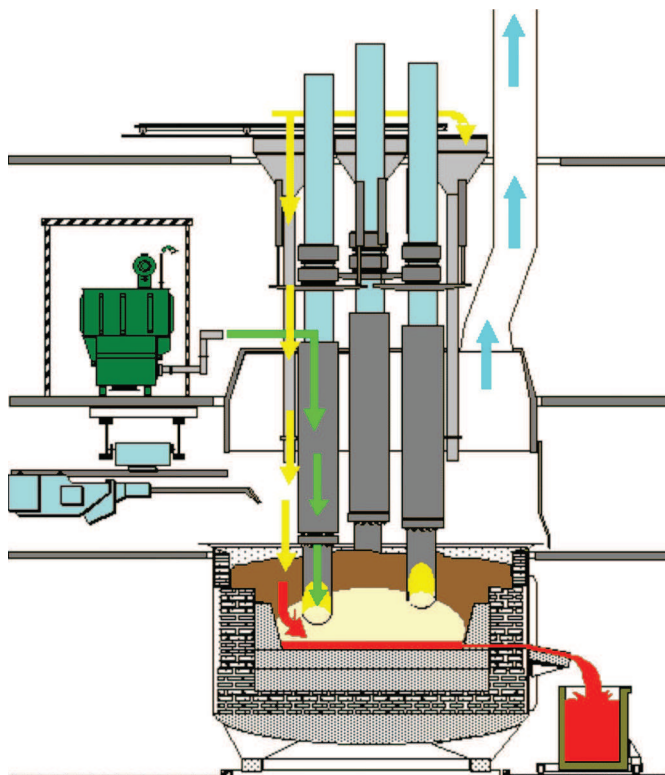


Bild 1 — Schmelz-Reduktionsofen (SEAF)

CO₂ aus dem Schmelzen von Rohstoffen

CO₂-Emissionen aus dem Einsatz von Reduktionsmitteln und Elektroden

Im Schmelzprozess wird CO₂ aufgrund der carbothermischen Reduktion der Metalloxide freigesetzt, die beim Verbrauch von kohlenstoffhaltigen Reduktionsmitteln und kohlenstoffbasierten Elektroden auftritt. Der Kohlenstoff in den Reduktionsmitteln reagiert mit dem Sauerstoff aus den Metalloxiden zu CO und anschließend zu CO₂ (in Abhängigkeit vom Prozess auf unterschiedliche Art und Weise), und die Erze werden zu geschmolzenen Basismetallen reduziert. Bei der Berechnung wird davon ausgegangen, dass das gesamte CO im Ofen zu CO₂ umgesetzt wird.

Das Reduktionsmittel Kohlenstoff wird in Form von Koks, Kohle, Petrolkoks, Anthrazit, Holzkohle und Holzspänen eingesetzt. Die ersten vier Materialien sind fossilen Ursprungs; Holzkohle und Holzspäne sind biogen.

Im carbothermischen Prozess wird nur der nichtflüchtige Kohlenstoffanteil als Reduktionsmittel verwendet, flüchtige Bestandteile, Aschen und Feuchte treten also größtenteils mit dem Abgas und der Schlacke aus dem Ofen aus.

Die Art der Reduktionsmittel, Kosten und Elektroden hängen vom Standort der Anlage und der Verfügbarkeit der Rohstoffe ab und sind in **Tabelle 1** angegeben. Sie können je nach Standort, Jahr und Ferrolegierung variieren.

Tabelle 1 — In der Elektrometallurgie eingesetzte Reduktionsmittel und Elektroden

Reduktionsmittel	Elektroden
Roher Petrolkoks	Graphitelektrode
Kalziniertes Petrolkoks	Vorgebrannte Elektroden
Kohlenkoks	Söderbergmasse
Koks aus Kohle	Kompositelektrode
Holz	
Kalziniertes Holz	
Holzkohle	
Graphitpulver	
Anthrazit	

CO₂-Emissionen werden anhand des Verbrauchs der Reduktionsmittel und Elektroden, ihres Kohlenstoffgehalts und des Kohlenstoffgehalts der Endprodukte geschätzt bzw. berechnet.¹

Erze + Reduktionsmittel → Ferrolegierungen/Metall* + CO₂ + Staub/Nebenprodukt (d. h. Schlacken)*

* Menge an Kohlenstoff kann den Produkten entnommen werden

Es werden die in diesen Dokumenten vorgeschlagenen Standardemissionsfaktoren angewendet, es sei denn, mittlerweile stehen aktuellere industriespezifische Daten zur Verfügung.

1 Die grundlegenden Berechnungsverfahren in dieser Norm stimmen mit den 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) überein.

1 Anwendungsbereich

Diese Internationale Norm stellt eine harmonisierte Methodik zur Berechnung der Treibhausgasemissionen aus der Ferrolegierungsindustrie auf der Grundlage des Massenbilanzansatzes bereit. Darüber hinaus stellt sie zeitverlaufsbezogene Schlüsselleistungskennzahlen für Anlagen bereit, in denen Ferrolegierungen hergestellt werden. Sie behandelt die folgenden direkten und indirekten Treibhausgasquellen:

- direkte Treibhausgasemissionen (ISO 14064-1, 5.2.4 a – ehemals Scope 1) aus Quellen, die im Besitz des Unternehmens sind oder von diesem kontrolliert werden, wie Emissionen aus folgenden Quellen:
 - Schmelz(reduktions)prozess;
 - Carbonatzerfall im Ofen;
 - unterstützende Vorgänge im Zusammenhang mit dem Schmelzen (d. h. Zuschlagstoffe, Trocknungsprozesse, Erwärmen der Pfannen usw.);
- indirekte Treibhausgasemissionen (ISO 14064-1, 5.2.4 b – ehemals Scope 2) aus:
 - der Erzeugung zugekaufter elektrischer Energie, die in den Ausrüstungen verbraucht wird, welche sich im Besitz des Unternehmens befinden oder von diesem kontrolliert werden.

Diese Norm ist in Verbindung mit ISO 19694-1:20XX anzuwenden, in der generische, allgemeine Anforderungen, Definitionen und Regeln behandelt sind und die für die Bestimmung der Treibhausgasemissionen aus allen energieintensiven Sektoren gelten, und in der gemeinsame methodische Aspekte beschrieben und die Einzelheiten zur Anwendung dieser Regeln festgelegt sind. Durch die Anwendung dieser Norm auf sektorspezifische Normen sind die Genauigkeit, Präzision und Vergleichspräzision der Ergebnisse sichergestellt, daher handelt es sich hierbei um eine normative Bezugsnorm. Die Anforderungen dieser Normen ersetzen keine Rechtsvorschriften.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente werden im Text in solcher Weise in Bezug genommen, dass einige Teile davon oder ihr gesamter Inhalt Anforderungen des vorliegenden Dokuments darstellen. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

ISO 19694-1:20xx, *Stationary source emissions — Determination of Greenhouse Gas (GHG) emissions in energy intensive industries — Part 1: General aspects*

ISO 14064-1:2018, *Greenhouse gases — Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die Begriffe nach ISO 19694-1:20xx und die folgenden Begriffe.

ISO und IEC stellen terminologische Datenbanken für die Verwendung in der Normung unter den folgenden Adressen bereit:

- ISO Online Browsing Platform: verfügbar unter <https://www.iso.org/obp>
- IEC Electropedia: verfügbar unter <http://www.electropedia.org/>

3.1

Hilfsgeräte

Ausrüstung, die im Zusammenhang mit dem Schmelzprozess elektrische Energie/Strom aufnimmt: Gebläse, Pumpen, Gasabfuhrsysteme (Filterschläuche, Venturiwäscher, ...)

3.2

Silicastaub

amorphe Siliciumdioxidpartikel aus der Verdampfung und Verdunstung von Ofenbeschickungsmaterial bei der Herstellung von Ferrosilicium und Silicium, wobei das den Silicastaub enthaltende Prozessabgas mit Hilfe von Textilfiltern des offenen oder halbgeschlossenen Schmelz-Reduktionsofens (SEAF) in einem Filterhaus gereinigt wird

3.3

Ferrolegierung

Ferrolegierung ist ein Begriff zur Beschreibung konzentrierter Legierungen aus Eisen und einem oder mehreren Metallen wie Silicium, Mangan, Chrom, Molybdän, Vanadium und Wolfram

3.4

Silicium

Silicium ist ein Halbmetall, das durch carbothermische Reduktion von Quarz in einem Schmelz-Reduktionsofen erzeugt wird

3.5

Schmelzen

industrieller Prozess, bei dem ein oder mehrere Erze oder Erzkonzentrate erhitzt und reduziert (d. h. chemisch modifiziert) werden, zum Beispiel durch alumino-carbo-silicothermische Reduktion, um die Metalle in einem Schritt herzustellen und zu mischen. Beispiele für Schmelzlegierungen sind Ferrolegerungen

3.6

Brutto-Treibhausgasemissionen

absolute Bruttoemissionen der Treibhausgase ohne Treibhausgasemissionen aus der Stromerzeugung vor Ort

3.7

absolute Brutto-Treibhausgasemissionen

gesamte direkte Treibhausgasemissionen innerhalb der Grenzen, ohne Treibhausgasemissionen aus biogenem CO₂ aus Biomasse (d. h. Holzspäne und Holzkohle)

3.8

Schmelz-Reduktionsofen

SEAF

(en: submerged electric arc furnace)

Lichtbogenofen, bei dem die Lichtbögen vollständig in die Charge eingetaucht sind. Der Lichtbogen bildet sich zwischen der Elektrode (Graphitelektroden oder selbstbackende Söderberg-Elektroden) und der Metalloberfläche oder der Bodenauskleidung. Die durch die Lichtbögen und den Widerstand des Chargenmaterials erzeugte Wärme leitet den Reduktionsprozess ein. Die Öfen dürfen je nach herzustellender Ferrolegierung offen, halbgeschlossen oder geschlossen sein. Eine häufig angewendete Technologie ist der Schmelz-Reduktionsofen (SEAF)

3.9

fossile Brennstoffe

sämtliche vom IPCC aufgelisteten fossilen Brennstoffe bzw. alle Brennstoffe, die organischen und anorganischen Kohlenstoff enthalten, bei dem es sich nicht um Biomasse handelt

3.10

Biomassebrennstoffe

Brennstoffe mit ausschließlich biogenem Kohlenstoff

3.11

Petrolkoks

kohlenstoffbasierter fester Brennstoff, der in Erdölraffinerien gewonnen wird

3.12

Sintern

Prozess zur Bildung einer kohärenten Masse durch Erhitzen ohne Schmelzen

3.13

Söderberg-Elektrode

kontinuierlich selbstbackende Elektrode, die in elektrometallurgischen Öfen zur Herstellung von Ferrolegierungen und Silicium eingesetzt wird (die „Söderbergmasse“ ist eine Zubereitung aus Teerpech und kohlenstoffhaltigen trockenen Zuschlägen)

3.14

Kompositelektrode

Elektrode, deren Kern aus Graphit besteht, während das Äußere eine selbstbackende Kohlenstoffmasse („Söderbergmasse“) ist

3.15

vorgebrannte Elektrode

kohlenstoffhaltige Masse (eine Mischung aus Teerpech mit einem trockenen, kohlenstoffhaltigen Zuschlag), die gebrannt wird, sodass das Teerpech verkocht und eine feste Pechkoks-Bindephase bildet

4 Symbole und Abkürzungen

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Symbole und Abkürzungen.

AF alternative Brennstoffe (en: alternative fuels)

CO Kohlenstoffmonoxid

CO₂ Kohlenstoffdioxid

EF	Emissionsfaktor
FA	Ferrolegerungen (en: ferro-alloys)
FABP	Ferrolegerungen und zugehörige Nebenprodukte (en: ferro-alloys and related by-products)
THG	Treibhausgas
GJ	Gigajoule
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KPI	Schlüsselleistungskennzahl (en: key performance indicator)
LHV	unterer Heizwert (Synonym für Heizwert (en: net calorific value, NCV)) (en: lower heat value)
m _N ³	Normkubikmeter (bei 0 °C und einem Druck von 1 atm)
MIC	mineralische Bestandteile (en: mineral components)
SEAF	Schmelz-Reduktionsofen (en: submerged electric arc furnace)
TC	Gesamtkohlenstoff (Summe aus TOC und TIC) (en: total carbon)
TIC	anorganischer Gesamtkohlenstoff (en: total inorganic carbon)
TOC	organischer Gesamtkohlenstoff (en: total organic carbon)
t	Tonne (1 000 kg)
UNFCCC	Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (en: United Nations Framework Convention on Climate Change)

5 Bestimmung von Treibhausgasen — Grundsätze

Die Bestimmung von CO₂-Emissionen kann grundsätzlich entweder rechnerisch (Massenbilanzmethode) oder durch Emissionsmessungen im Abgas erfolgen.

5.1 Die in dieser Norm für die Bestimmung der Treibhausgasemissionen beschriebene Methodik basiert auf der Massenbilanzmethode (siehe 7.1)

Für die Ferrolegerungsindustrie ist CO₂ das einzige relevante Treibhausgas. Die Emissionen von CH₄ und N₂O sind extrem gering. Aus diesem Grund werden beide bei der Berechnung der Kohlenstoffemissionen vernachlässigt.

In Feldversuchen, die zur Erarbeitung dieser Norm von unabhängigen Laboratorien durchgeführt wurden, [8] wurde nachgewiesen, dass die Messungen der CH₄- und N₂O-Konzentrationen nahe oder unterhalb der Nachweisgrenzen liegen.

5.2 Auf der Massenbilanz beruhende Bestimmung

Bei Anlagen, in denen Kohlenstoff aus den Einsatzstoffen in den Produkten oder sonstigen Produktionsausstößen verbleibt, z. B. für die Reduktion von Metallerzen, wird ein Massenbilanzansatz gewählt. Bei Anlagen, bei denen dies nicht der Fall ist, werden Verbrennungs- und Prozessemissionen getrennt berechnet.

Emissionen aus Stoffströmen werden aus mit einem Messsystem erhaltenen Eingangs- oder Produktionsdaten und aus zusätzlichen Parametern aus Laboranalysen, einschließlich Heizwert, Kohlenstoffgehalt und Biomassegehalt, berechnet. Standardfaktoren dürfen ebenfalls angewendet werden; Verweisungen auf diese Faktoren sind in der Norm zu den Allgemeinen Grundsätzen enthalten (siehe normative Verweisungen).

5.3 Abgasnutzung/Abwärmenutzung

Direkte Treibhausgasemissionen, die mit Abgas und Abwärmenutzung verbunden sind, werden als Scope-1-Emissionen berichtet. Abgas, das CO und CO₂ enthält, kann als negativer Kohlenstoffstrom in der Massenbilanz von den direkten Emissionen abgezogen werden, wenn es exportiert wird und somit die Systemgrenze des Standorts verlässt (zum Beispiel beim Export von Abgas zu einer anderen Anlage).

6 Grenzen

Die Festlegung geeigneter Grenzen ist eine der Schlüsselaufgaben bei der Erstellung von Emissionsinventaren.

6.1 Operative Grenzen

Operative Grenzen beziehen sich auf die Arten von Quellen, die durch ein Inventar abgedeckt sind. Eine wesentliche Unterscheidung ist die Unterteilung in direkte und indirekte Emissionen:

- a) **Direkte Emissionen (ISO 14064-1, 5.2.4 a)** sind Emissionen aus Quellen, die sich im Besitz des berichtenden Unternehmens befinden oder von diesem kontrolliert werden. Zum Beispiel sind Emissionen aus dem Schmelzen direkte Emissionen des Unternehmens, das den Ofen besitzt (oder kontrolliert).
- b) **Indirekte Emissionen (ISO 14064-1, 5.2.4 b bis f)** sind Emissionen, die sich infolge der Tätigkeiten des berichtenden Unternehmens ergeben, jedoch nur an Quellen auftreten, die sich im Besitz eines anderen Unternehmens befinden bzw. von diesem kontrolliert werden. Zum Beispiel sind Emissionen aus der Erzeugung von Netzstrom, der von einem Ferrolegierungen herstellenden Unternehmen verbraucht wird, indirekte Emissionen.

Abschnitt 7 dieser Norm enthält detaillierte Leitlinien zu den unterschiedlichen Quellen direkter Emissionen, die in Ferrolegierungsanlagen auftreten. Indirekte Emissionen sind in Abschnitt 8 behandelt.

Bei der Bestimmung der Treibhausgasemissionen, die in der Ferrolegierungsanlage dort auftreten, wo das Schmelzen und die carbothermische Reduktion erfolgen, müssen die Unternehmen die in Tabelle 2 angegebenen operativen Grenzen und die entsprechenden Prozessschritte nach Tabelle 3 anwenden. Jede Abweichung von diesen Grenzen muss berichtet und erläutert werden.

Tabelle 2 — Operative Grenzen

Innerhalb der Systemgrenzen	Außerhalb der Systemgrenzen
Schmelzen (carbothermische Reduktion) Elektroden Reduktionsmittel Nichtofenbrennstoffe	Mobiler Transport
Elektrizitätsverbrauch für gesamten Produktionsprozess Stromerzeugung vor Ort Abwärmerückgewinnung	Raumheizung/-kühlung (vernachlässigbar) Mobiler Transport in der Anlage
Lagerbestände kohlenstoffhaltiger Materialien	

Tabelle 3 — Prozessschritte

Prozessschritt	Scope	Enthalten?	THG-Emissionskategorie ISO 14064-1 (5.2.4)
Schmelzen	Scope 1	Ja	a
Für gesamten Produktionsprozess verbrauchte elektrische Energie	Scope 2	Ja	b
Stromerzeugung vor Ort	Scope 1	Ja	a
Abwärmenutzung	Scope 1	Ja	a
Raumheizung/-kühlung	Scope 1	Ja, aber vernachlässigbar	a
Lagerbestandsänderungen	Scope 1	Ja	a

6.2 Organisationsbezogene Grenzen

Die größte Quelle von Treibhausgasemissionen im Ferrolegierungssektor sind die prozessbezogenen Emissionen aus den Schmelz-Reduktionsöfen, der Reduktion der Metalloxide und dem damit verbundenen Verbrauch der Elektroden. Es treten praktisch keine Prozessemissionen aus Brennstoffen auf, und Wärme ist bei der Produktion ein vernachlässigbarer Eingangsfaktor. Die operativen Grenzen für Treibhausgasemissionen nach dieser Norm decken nur das Schmelzen und die carbothermische Reduktion ab, die als die Kerntätigkeiten angesehen werden, sowie die damit verbundenen Hilfsgeräte.

7 Direkte Emissionen und deren Bestimmung

Direkte Emissionen sind Emissionen aus den Quellen der jeweiligen Anlage. In Ferrolegierungsanlagen können direkte Treibhausgasemissionen aus folgenden Quellen stammen:

- a) CO₂-Emissionen aus Reduktionsmitteln und dem Elektrodenverbrauch während des Schmelzvorgangs;

- b) Rohstoffe (z. B. Zerfall von Kalkstein, Dolomitkalk und kohlenstoffhaltigen Metallerzen und Konzentraten);
- c) Verbrennung herkömmlicher Brennstoffe (z. B. Erdgas, Kohle und Koks oder Heizöl);
- d) Verbrennung von Biomassebrennstoffen.

Bei Anlagen, in denen Kohlenstoff aus Brennstoffen oder den in dieser Anlage verwendeten Einsatzstoffen in den Produkten oder sonstigen Produktionsausstößen verbleibt, z. B. für die Reduktion von Metallerzen, wird **ein Massenbilanzansatz** gewählt.

Im Allgemeinen sind Unternehmen dazu angehalten, die erforderlichen Parameter für die spezifischen Rohstoffe auf Anlagenebene zu messen. Sind anlagen- oder unternehmensspezifische Daten nicht verfügbar, sollten genormte oder Standardfaktoren angewendet werden.

7.1 Massenbilanzansatz

7.1.1 Generischer Ansatz

Beim Massenbilanzansatz muss die CO₂-Menge, die jedem Stoffstrom der Massenbilanz entspricht, berechnet werden, indem die Tätigkeitsdaten, die mit der Materialmenge zusammenhängen, welche in die Grenzen der Massenbilanz eintritt oder verlässt, mit dem Emissionsfaktor für jedes Material multipliziert werden.

Die zur Bestimmung der Tätigkeitsdaten und Emissionsfaktoren angewendeten Methodiken werden nach dem Ebenenkonzept bezeichnet. Die mit eins beginnende Nummerierung der Ebenen spiegelt zunehmende Genauigkeitsniveaus wider, wobei die Ebene mit der höchsten Nummer die bevorzugte Ebene darstellt.

Bei Emissionsquellen, die für mehr als 10 % der gesamten Jahresemissionen der Anlage verantwortlich sind, muss der Betreiber bevorzugt die höchste Ebene anwenden, die die geringste Unsicherheit ergibt. Für alle übrigen Emissionsquellen muss der Betreiber mindestens die Ebene anwenden, die eine Stufe unterhalb der höchsten Ebene liegt.

Ist die Anwendung der höchsten Ebene technisch nicht machbar oder mit unzumutbaren Kosten verbunden, muss für die jeweilige Emissionsquelle die Ebene angewendet werden, die eine Stufe darunter liegt, wobei Ebene 1 das Minimum ist.

Bei geringfügigen Strömen, die zusammen 1 000 t CO_{2,eq} oder weniger bzw. weniger als 2 % der „Gesamtheit aller überwachten Einheiten“ freisetzen (je nachdem, welcher Wert höher ist, wobei 20 000 t CO_{2,eq} nicht überschritten werden dürfen), ist es zulässig, die Tätigkeitsdaten und Emissionsfaktoren mit Hilfe einer konservativen Schätzung zu bestimmen, anstatt die Ebenen anzuwenden (es sei denn, die Anwendung der Ebenen ist ohne zusätzlichen Aufwand oder zusätzliche Kosten möglich).

Dabei gilt:

a) Tätigkeitsdaten

Der Betreiber muss die in die Anlage eintretenden und aus der Anlage austretenden Massenströme sowie entsprechende Lagerbestandsänderungen für alle relevanten Brennstoffe und Materialien getrennt analysieren und berichten (im Allgemeinen in GJ für Energie oder in t oder m³ für Masse oder Volumen).

Ebene 1

Die Tätigkeitsdaten für den Berichtszeitraum werden mit einer maximalen Unsicherheit von weniger als ±7,5 % bestimmt.

Ebene 2

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

Ebene 3

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

Ebene 4

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

b) Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren werden angegeben als $\text{t CO}_2 \text{ eq/GJ}$, $\text{t CO}_2 \text{ eq/t}$ oder $\text{t CO}_2 \text{ eq/m}^3$.

Ebene 1: internationale Referenz für Emissionsfaktoren (IPCC-Daten)

Der Emissionsfaktor der Einsatz- oder Ausgangsströme wird den in Anhang A angegebenen Referenzemissionsfaktoren für Brennstoffe oder Materialien entnommen.

Ebene 2: nationale Referenz

Der Betreiber wendet landesspezifische Emissionsfaktoren für den jeweiligen Brennstoff oder das jeweilige Material an, die von dem jeweiligen Land in seinem aktuellsten dem Sekretariat des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen vorgelegten nationalen Inventar angegeben sind.

Ebene 3: industriespezifische Referenz

Der Emissionsfaktor der Eingangs- oder Ausgangsströme muss nach den Bestimmungen dieser Norm im Hinblick auf die Repräsentativität der Probenahme der Brennstoffe, Produkte und Nebenprodukte, die Bestimmung ihres Kohlenstoffgehalts und des Biomasseanteils erfolgen. Diese Emissionsfaktoren werden üblicherweise durch Analyse des Kohlenstoffgehalts bestimmt. Für die Umrechnung des Kohlenstoffgehalts in den entsprechenden Emissionsfaktor für CO_2 muss ein Faktor von 3,664, in $\text{t CO}_2/\text{t C}$, angewendet werden.

Bei den Anforderungen an die Analysen sollte weiterhin der Inanspruchnahme von Laboratorien, die nach der harmonisierten *Norm Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien* (ISO/IEC 17025) für die betreffenden Analyseverfahren akkreditiert sind, der Vorzug gegeben werden, wobei im Fall von nicht akkreditierten Laboratorien pragmatischere Anforderungen an den Nachweis einer belastbaren Gleichwertigkeit eingeführt werden sollten. Vom Unternehmen selbst ausgeführte Messungen erfolgen nach Verfahren, die auf geeigneten ISO-Normen (ISO/IEC 9001) oder Nationalen Normen oder bewährten Praktiken der Industrie basieren und durch die systematische Fehler bei der Probenahme und Messung begrenzt werden.

7.1.2 Probenahme

Der Betreiber muss Nachweise dazu erbringen, dass die entnommenen Proben repräsentativ sind und keinem systematischen Fehler unterliegen. Der jeweilige Wert darf nur für den Lieferzeitraum oder die Charge des Brennstoffs oder Materials angewendet werden, für den bzw. die er repräsentativ sein sollte.

Im Allgemeinen erfolgt die Analyse an einer Probe, die eine Mischung aus einer größeren Anzahl (z. B. 10 bis 100) an Proben ist, die über einen bestimmten Zeitraum entnommen wurden (z. B. ein Tag bis mehrere Monate), sofern der Brennstoff oder das Material, dem die Proben entnommen werden, ohne Veränderungen der Zusammensetzung gelagert werden kann.

Die Vorgehensweise bei der Probenahme und die Analysehäufigkeit müssen so angelegt sein, dass sichergestellt ist, dass ein Jahresmittelwert des relevanten Parameters mit einer maximalen Unsicherheit von weniger als 1/3 der maximalen Unsicherheit bestimmt wird, die für die zulässige Ebene für die Tätigkeitsdaten desselben Stoffstroms gefordert wird.

Ist der Betreiber nicht in der Lage, die zulässige maximale Unsicherheit beim Jahreswert einzuhalten oder die Einhaltung der Schwellen nachzuweisen, muss er, sofern zutreffend, die in Anhang B festgelegte Mindestanalysehäufigkeit einhalten.

7.1.3 Alternativer Ansatz

Der alternative Ansatz für das Verfahren der Ebene 3 besteht darin, Emissionsfaktoren nur für die Reduktionsmittel anzuwenden; dieser Ansatz wird hier übernommen. Die vereinfachte übernommene Gleichung lautet:

$$\begin{aligned} CO_2 \text{Emissionen} (t) \\ &= \text{Verbrauch an Reduktionsmitteln/Elektroden} \\ &\times EF_{\text{Reduktionsmittel/Elektroden}} \end{aligned} \quad (1)$$

Dabei ist

Verbrauch an Reduktionsmitteln/Elektroden, in t: Gesamtverbrauch an Reduktionsmittel/Elektroden

EF Reduktionsmittel/Elektroden: Emissionsfaktor, in t CO₂/t, der Reduktionsmittels oder Elektroden

Der Emissionsfaktor des Reduktionsmittels beruht auf dessen Kohlenstoffgehalt:

$$EF_{\text{Reduktionsmittel}} = C_{\text{Gehalt Reduktionsmittel},i} \times 3,664 \quad (2)$$

Der gesamte Kohlenstoffgehalt des Reduktionsmittels wird nach folgender Gleichung berechnet:

$$C_{\text{Gehalt Reduktionsmittel},i} = F_{\text{nichtflüchtig},i} + F_{\text{flüchtig},i} \cdot C_v \quad (3)$$

$C_{\text{Gehalt Reduktionsmittel},i}$ = Kohlenstoffgehalt des Reduktionsmittels i , in Tonnen C/Tonne Reduktionsmittel;

$F_{\text{nichtflüchtig},i}$ = Massenanteil des nichtflüchtigen Kohlenstoffs im Reduktionsmittel i , in Tonnen C/Tonne Reduktionsmittel;

$F_{\text{flüchtig},i}$ = Massenanteil der flüchtigen Stoffe im Reduktionsmittel i , in Tonnen flüchtige Stoffe/Tonne Reduktionsmittel;

C_v = Kohlenstoffgehalt der flüchtigen Stoffe, in Tonnen C/Tonne flüchtige Stoffe.

(Sofern keine anderen Angaben vorliegen, wird für Kohle $C_v = 0,65$ und für Koks $C_v = 0,80$ angewendet.)

Anstatt den Kohlenstoffgehalt nach Gleichung (3) zu berechnen, kann der Gesamtkohlenstoffgehalt auch direkt nach ISO 29541:2010 analysiert werden.

Weist das Reduktionsmittel Feuchte (H) auf, gilt:

$$C_{\text{Gehalt Reduktionsmittel},i} = \frac{(100 - \% H)}{100} \times (F_{\text{nichtflüchtig},i} + F_{\text{flüchtig},i} \cdot C_v) \quad (4)$$

$$EF_{\text{Reduktionsmittel}} = \frac{(100 - \% H)}{100} \times (F_{\text{nichtflüchtig},i} + F_{\text{flüchtig},i} \cdot C_v) \times 3,664 \quad (5)$$

Dabei ist

% H der im Reduktionsmittel oder in den Elektroden vorhandene Feuchteanteil, in %.

Daher ist es für die **Ebene-3**-Methode erforderlich, den Kohlenstoffgehalt der im Produktionsprozess verwendeten Reduktionsmittel zu bestimmen. Die meisten Hersteller von Ferrolegierungen führen die Analyse jedoch nur auf der Basis des Prozentanteils an Asche und flüchtigen Stoffen durch und wenden folgende Gleichungen an (Berechnung im trockenen Zustand (en: dry basis, db):

$$\text{nichtflüchtiger C \%} = 100 \% - \% \text{ Asche} - \% \text{ flüchtige Stoffe} \quad (6)$$

Dabei ist

nichtflüchtiger C % der Anteil des nichtflüchtigen Kohlenstoffs des Reduktionsmittels, in %;

% Asche der im Produkt (Reduktionsmittel) enthaltene Anteil an Asche (ar), in %;

% flüchtige Stoffe der im Produkt (Reduktionsmittel) enthaltene Anteil an flüchtigen Stoffen, in %.

Berechnung im Lieferzustand (en: as received, ar):

$$\text{nichtflüchtiger C \%} = 100 \% - \% H - \% \text{ Asche} - \% \text{ flüchtige Stoffe} \quad (7)$$

Dabei ist

nichtflüchtiger C % der Anteil des nichtflüchtigen Kohlenstoffs des Reduktionsmittels, in %;

% Asche der im Produkt (Reduktionsmittel) enthaltene Anteil an Asche (ar), in %;

% flüchtige Stoffe der im Produkt (Reduktionsmittel) enthaltene Anteil an flüchtigen Stoffen, in %.

% H der im Reduktionsmittel oder in der Elektrode vorhandene Feuchteanteil, in %.

Die Analyse der Rohstoffe/Produkte zur Bestimmung der Emissionsfaktoren erfolgt mindestens mit der in Anhang B festgelegten Häufigkeit. Außer bei Holz werden die Emissionsfaktoren basierend auf einer internen und einer von den Lieferanten durchgeführten Analyse zur Berechnung des Kohlenstoffgehalts ermittelt.

Eine Möglichkeit besteht darin, auch Zertifikate zu verwenden, die von unabhängigen Laboratorien an den Ladehäfen ausgestellt werden. Derartige Zertifikate werden vom Produzenten oder Händler der Rohstoffe bereitgestellt.

Liegt für ein Jahr für die betreffende Anlage keine Datenanalyse vor, stammen die angewendeten Faktoren aus dem Mittelwert der Messungen, die in dem jeweiligen Jahr an dem Standort oder den Standorten durchgeführt wurden. Bei unzureichender Anzahl der Analysen (nicht dargestellt) stammen die angewendeten Faktoren aus dem Mittelwert der über den Zeitraum von 2005 bis 2008 insgesamt oder für einzelne Standorte durchgeführten Analysen.

Bei den Anforderungen an die Analysen sollten weiterhin Laboratorien bevorzugt werden, die nach der harmonisierten Norm *Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien* (z. B. ISO/IEC 17025) für die entsprechenden Analyseverfahren akkreditiert sind, und im Fall von nicht akkreditierten Laboratorien sollten pragmatischere Anforderungen an den Nachweis der stabilen Äquivalenz eingeführt werden. Durch das Unternehmen selbst ausgeführte Messungen erfolgen unter Anwendung von Verfahren, die auf geeigneten ISO-Normen (ISO/IEC 9001) oder Nationalen Normen oder bewährten Praktiken der Industrie basieren und durch die systematische Fehler bei der Probenahme und Messung begrenzt werden.

Tabelle 4 — Relevante Normen für die Analyse

	Normen
Feuchte	ISO 579:2013 ISO 589:2008 ISO 687:2010 ISO 11722:2013
Asche	ISO 1171:2002 (ISO 1171:2010)
Flüchtige Bestandteile	ISO 562:1998 (ISO 562:2010)
Nichtflüchtiger Kohlenstoff	nicht zutreffend
Gesamtkohlenstoff	ISO/TS 12902:2001 ISO 29541:2010

7.2 Prozessemissionen

7.2.1 Überblick

Die Kalzinierung von Kalkstein (CaCO_3) oder Dolomitkalk ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) wird im Rahmen der Prozessemissionen berücksichtigt. Diese Prozesse werden bei der Herstellung von Mn- und CaSi-Legierungen angewendet.

7.2.2 Verfahren

Für jede verwendete Art von Einsatzmaterial muss die CO_2 -Menge wie folgt berechnet werden:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen} = \Sigma \text{Tätigkeitsdaten Prozesseinsatz} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Umsetzungsfaktor}$$

Dabei gilt:

a) Tätigkeitsdaten

Ebene 1

Die Menge des Einsatzmaterials und der als Einsatzmaterial verwendeten Prozessrückstände, in t, wird für den Berichtszeitraum mit einer maximalen Unsicherheit von weniger als $\pm 5,0$ % bestimmt.

Ebene 2

Die Menge des Einsatzmaterials und der als Einsatzmaterial verwendeten Prozessrückstände, in t, wird für den Berichtszeitraum mit einer maximalen Unsicherheit von weniger als $\pm 2,5$ % bestimmt.

b) Emissionsfaktoren

Ebene 1

Für Carbonate werden die in der folgenden Tabelle angegebenen stöchiometrischen Verhältnisse verwendet:

Tabelle 5 — Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Carbonat	Verhältnis t CO ₂ /t CaCO ₃ , MgCO ₃ oder sonstiges Carbonat	Bemerkungen
CaCO ₃ (Kalkstein)	0,440	
MgCO ₃ (= Mg-Carbonat, liegt nicht als natürliches Carbonat vor MgCO ₃ -CaCO ₃ (Dolomit) Zwischenprodukt zwischen CaCO ₃ und MgCO ₃ , typischer Gehalt ist Mg 30 % und CaO 20 %)	0,522	
allgemein: X Y (CO ₃) Z	Emissionsfaktor = $\frac{[M \text{ CO}_2]}{\{Y * [M \text{ x}] + Z * [M \text{ CO}_3^{2-}]\}}$	X = Metall M _x = Molekülmasse von X, in g/mol M CO ₂ = Molekülmasse von CO ₂ , in g/mol M CO ₃ ²⁻ = Molekülmasse von CO ₃ ²⁻ , in g/mol Y = stöchiometrische Zahl von X Z = stöchiometrische Zahl von CO ₃ ²⁻

Diese Werte müssen für den jeweiligen Feuchte- und Ganganteil des verwendeten Carbonatmaterials angepasst werden.

c) Umsetzungsfaktor

Ebene 1

Umsetzungsfaktor: 1.

Basiert darauf, dass Prozessemissionen aus Reduktionsmitteln stammen, daher wird der gesamte Kohlenstoff der Ausgangsstoffe zu CO₂ umgesetzt.

Ebene 2

Die Menge an nicht karbonatischen Verbindungen der entsprechenden Metalle in den Rohstoffen, einschließlich rückgeführter Staub oder rückgeführte Flugasche oder sonstige bereits kalzinierte Stoffe, muss durch Umsetzungsfaktoren mit einem Wert zwischen 0 und 1 widerspiegelt werden, wobei 1 einer vollständigen Umsetzung der Carbonate in den Rohstoffen zu Oxiden entspricht.

Der Kohlenstoffgehalt von Sinter, Schlacke oder sonstigen relevanten Ausstößen sowie von gefiltertem Staub muss entsprechend den Festlegungen dieser Norm im Hinblick auf die Repräsentativität der Probenahme und die Bestimmung der Kohlenstoffgehalte ermittelt werden. Wird gefilterter Staub im Prozess wieder eingesetzt, darf die enthaltene Kohlenstoffmenge, in t, nicht erfasst werden, um eine Doppelzählung zu vermeiden.

7.3 Emissionen aus der Verbrennung

7.3.1 Überblick

Emissionen aus der Verbrennung betreffen den Einsatz von Hilfsgeräten für den Schmelz-/Carboreduktionsprozess, z. B.:

- mobile Gasbrenner;
- Heizkörper;
- Trocknen von Granulaten;
- Hauben.

7.3.2 Verfahren

Die in der nachfolgenden Tabelle angegebenen Unsicherheitsschwellen gelten für Ebenen, die für die Anforderungen an Tätigkeitsdaten relevant sind, für die der Betreiber Messergebnisse anwenden muss, die auf Messsystemen unter seiner eigenen messtechnischen Kontrolle in der Anlage basieren und für die er eine Unsicherheitsbewertung durchführen muss, um sicherzustellen, dass die Unsicherheitsschwelle der entsprechenden Ebene eingehalten wird.

Die Unsicherheitsschwellen müssen für die Bestimmung der Stoffströme über einen Berichtszeitraum als maximal zulässige Unsicherheiten ausgelegt werden.

Herstellung oder Verarbeitung von Ferrolegierungen

Tabelle 6 — Überblick über die Ebenen für Tätigkeitsdaten

		Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3	Ebene 4
Prozess-emissionen	jedes Einsatzmaterial bzw. jeder als Einsatzmaterial für den Prozess verwendete Prozessrückstand, in t	±5 %	±2,5 %		
Massenbilanz-methodik	jedes eingesetzte und ausgestoßene Material, in t	±7,5 %	±5 %	±2,5 %	±1,5 %

Ebene 2 für den Kohlenstoffgehalt wird vom Betreiber durch Ableitung aus landesspezifischen Emissionsfaktoren (von einem Land für die Mitteilung seiner nationalen Treibhausgasinventare an die UNFCCC angewendete genormte Faktoren) für den jeweiligen Brennstoff bzw. das jeweilige Material angewendet.

Tätigkeitsdaten basieren auf dem Brennstoffverbrauch. Die Menge des verbrauchten Brennstoffs wird als Energieinhalt angegeben, d. h. in TJ. Der Emissionsfaktor wird als t CO₂/TJ angegeben. Wenn ein Brennstoff verbraucht wird, wird der gesamte Kohlenstoff im Brennstoff zu CO₂ oxidiert. Die Unvollkommenheit des Verbrennungsprozesses führt zu einer unvollständigen Oxidation. Ein Teil des Kohlenstoffs wird verbrannt

oder teilweise oxidiert zu Ruß oder Asche. Der nicht oder teilweise oxidierte Kohlenstoff spiegelt sich im Oxidationsfaktor wider, der als Bruchteil angegeben wird.

CO₂-Emissionen aus Verbrennungsanlagen werden mit Hilfe der folgenden Gleichung berechnet. Die Berechnung muss für jeden Brennstoff und für jede Tätigkeit erfolgen.

$$CO_2\text{Emissionen} (t\ CO_{2,eq}) = CC \times LCV * \times EF \times OF \quad (8)$$

(*) Für Erdgas kann HCV verwendet werden.

Dabei ist

- CC* die Menge des im Berichtszeitraum verwendeten Brennstoffs, in t oder m³;
- LCV* der untere Heizwert, in TJ/t oder TJ/m³;
- HCV* der untere Heizwert, in MW · h/m³;
- EF* der Brennstoffemissionsfaktor, in t CO₂/TJ t CO₂/MW · h *HCV* für Erdgas/*LCV*;
- OF* der Oxidationsfaktor des Brennstoffs.

7.3.3 Berechnung der Brennstoffmenge

Die rechnerische Bestimmung des verbrauchten Brennstoffs erfolgt auf der Basis der eingebrachten Brennstoffmenge sowie der Lagerbestandsschwankung nach folgender Gleichung:

$$\text{Brennstoff } C = \text{Brennstoff } A + (\text{Brennstoff } D - \text{Brennstoff } F) \quad (9)$$

Dabei ist

- Brennstoff C der im betrachteten Berichtszeitraum verbrauchte Brennstoff;
- Brennstoff A der im betrachteten Berichtszeitraum gekaufte Brennstoff;
- Brennstoff D der Brennstoffbestand zu Beginn des betrachteten Berichtszeitraums;
- Brennstoff F der Brennstoffbestand am Ende des betrachteten Berichtszeitraums.

7.3.4 Bestimmung des unteren Heizwerts und des Emissionsfaktors

Ebene 2 für den unteren Heizwert und den Emissionsfaktor wird vom Betreiber durch Ableitung aus landesspezifischen Emissionsfaktoren für den jeweiligen Brennstoff bzw. das jeweilige Material angewendet.

Der *LCV* und der *EF* gelten für Brennstoffe unabhängig von deren Feuchte-, Asche- und Schwefelgehalt.

7.3.5 Bestimmung des Oxidationsfaktors

Der Anteil des im Prozess nicht oxidierten oder umgesetzten Kohlenstoffs wird durch einen Oxidationsfaktor für die Emissionen aus der Verbrennung bzw. durch einen Umsetzungsfaktor für Prozessemissionen dargestellt. Bei Oxidationsfaktoren besteht eine Ausnahme von der Anforderung, die höchstmögliche Ebene anzuwenden. Werden in einer Einrichtung unterschiedliche Brennstoffe verwendet und spezifische Oxidationsfaktoren berechnet, darf der Betreiber einen zusammengefassten Oxidationsfaktor für die Tätigkeit bestimmen und auf alle Brennstoffe anwenden oder einem wesentlichen Brennstoffstrom „unvollständige Oxidation“ zuschreiben und den Wert 1 für die übrigen Brennstoffströme anwenden, außer bei der Verwendung von Biomasse.