



Dezember 2010

LEITFADEN ZUR ERSTELLUNG VON CO₂-EMISSIONSBERICHTEN FÜR STATIONÄRE ANLAGEN

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt)

im Umweltbundesamt

Bismarckplatz 1

14193 Berlin

Telefon: (0 30) 89 03-50 50

Telefax: (0 30) 89 03-50 10

www.dehst.de

E-Mail: emissionshandel@dehst.de

INHALT

Teil 1: Allgemeines.....	9
1. Akteure und ihre Aufgaben	9
1.1. Betreiber emissionshandelspflichtiger Anlagen.....	9
1.2. Sachverständige Stelle	10
1.3. Landesbehörden	10
1.4. Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt).....	11
2. Das Monitoringkonzept - Grundlage für die Überwachung und die jährliche Berichterstattung.....	13
2.1. Monitoringkonzept - Funktion und Bedeutung	13
2.2. Aufbau und Inhalte des Monitoringkonzepts.....	13
2.2.1. Grundlegende Aspekte bei der Beschreibung der Überwachungsmethode.....	14
2.2.2. Einordnung einer Anlage in die Kategorien A, B oder C und Ebenenkonzept	15
2.3. Abweichende Bestimmungen des Anhang 2 TEHG von den Monitoring Leitlinien 2008-2012	16
2.4. Behördliche Genehmigung von Monitoringkonzepten.....	18
2.4.1. Abweichungen und Erleichterungen	19
2.4.2. Anlagen mit geringen Emissionen (Kleinemittenten)	19
2.5. Vorübergehende Unmöglichkeit der Einhaltung der Vorgaben der Monitoring Leitlinien 2008-2012	20
2.6. Änderungen des Monitoringkonzepts	21
2.7. Wie wirkt sich die Genehmigung des Monitoringkonzepts auf die Prüfung durch die sachverständige Stelle aus?	21
2.7.1. Eine Genehmigung des Monitoringkonzepts liegt vor	21
2.7.2. Der Betreiber ist im Emissionsbericht von einer genehmigten Methodik abgewichen.	22
2.7.3. Eine Genehmigung des Monitoringkonzepts liegt nicht oder nur teilweise vor	22
2.7.4. Abweichende Rechtsauffassung des Betreibers in Auslegungsfragen.....	24
3. Emissionsbericht - das Monitoringkonzept in Zahlen	25
3.1. Der jährliche Emissionsbericht - Funktion und Bedeutung.....	25
3.2. Inhalte und Struktur des jährlichen Emissionsberichts	25
3.3. Die elektronische Berichterstattung.....	27
3.3.1. Das Formular-Management-System (FMS)	27
3.3.2. Virtuelle Poststelle (VPS)	29
3.3.3. Signatur.....	29

3.4. Vollständigkeit des Emissionsberichts	30
3.5. Einzelne Aspekte des Emissionsberichts	30
3.5.1. Berichts- und Abgabepflicht beim Wechsel des Betreibers einer Anlage	30
3.5.2. Änderung des Monitoringkonzepts im Berichtsjahr	31
3.5.3. Umgang mit Nachweislücken und Schätzungen.....	32
3.5.4. Anlagen ohne CO ₂ -Emissionen im Berichtsjahr.....	33
3.5.5. Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse	33
3.6. Eintrag der geprüften Emissionen ins Register (VET-Eintrag)	34
4. Durchsetzung der Berichts- und Abgabepflicht.....	36
4.1. Kontosperrung	36
4.2. Sanktionsverfahren.....	36
4.3. Bußgeldverfahren	37
Teil 2: Spezielle Anforderungen an die Emissionsberichterstattung	38
5. Grundlagen zur Ermittlung und Prüfung von Stoffmengen und Stoffdaten	38
5.1. Mess- und Analysedaten	38
5.1.1. Qualifikation der messenden oder analysierenden Institution	39
5.1.2. Mess- und Analysemethoden	40
5.1.3. Mess- und Analysegeräte	40
5.1.4. Mess- und Analyseergebnisse.....	42
5.2. Stoffe mit Biomasseanteilen, reine Biomasse und Abfälle	44
5.2.1. Stoffe mit Biomasseanteilen	44
5.2.2. Reine Biomasse	46
5.2.3. Abfälle	46
6. Angaben im Emissionsbericht im einzelnen	47
6.1. Zuordnung und Beschreibung der Anlage.....	47
6.1.1. Betriebszeitraum und CO ₂ -emissionsrelevante Änderungen der Anlage.....	47
6.1.2. Angaben zur Tätigkeit.....	48
6.1.3. Zuordnung der Anlage	49
6.1.4. Angaben zu Anlagenkapazität und Produktion	50
6.2. Angaben zu Brennstoff- und Materialströmen	51
6.2.1. Stoffchargen	51
6.2.2. Beschreibung der Brennstoff- und Materialströme	52
6.2.3. Zuordnung von Brennstoff- und Materialströmen.....	52
6.2.4. Genauigkeiten (Ebenen).....	52
6.2.5. Einheiten und Nachkommastellen	53

6.2.6.	Fall-back-Konzept.....	53
6.2.7.	Stoffmengen.....	53
6.2.8.	Stoffdaten.....	55
6.2.9.	Kohlenstoffbilanzen.....	57
6.3.	Kontinuierliche Kohlendioxid-Messungen	58
6.4.	Weiterleitung von Kohlendioxid und Kuppelgasen.....	59
6.4.1.	Kuppelgase (Gichtgas, Konvertergas, Kokereigas)	59
6.4.2.	Weitergeleitetes CO ₂	60
7.	Branchenspezifische Anforderungen	61
7.1.	Energieanlagen (Anhang 1 Nr. I bis V TEHG).....	61
7.1.1.	Brennstoffe	61
7.1.2.	Materialströme	62
7.1.3.	Feuerungswärmeleistung.....	62
7.2.	Mineralölraffinerien (Anhang 1 Nr. VI TEHG)	62
7.3.	Kokereien, Röst- und Sinteranlagen sowie Anlagen zur Herstellung und Verarbeitung von Roheisen oder Stahl (Anhang 1 TEHG Nr. VII - IXb).....	64
7.4.	Anlagen zur Herstellung von Zementklinker (Anhang 1 Nr. X TEHG).....	65
7.5.	Anlagen zur Herstellung von Branntkalk oder Dolomit (Anhang 1 Nr. XI TEHG)	65
7.6.	Anlagen zur Herstellung keramischer Erzeugnisse (Anhang 1 Nr. XIII TEHG)	65
7.7.	Anlagen zur Herstellung von Propylen oder Ethylen (Anhang 1 Nr. XVI TEHG)	67
	Teil 3: Sachverständige Stellen.....	68
8.	Vorbemerkung.....	68
9.	Testaterteilung bei der Prüfung des Emissionsberichts.....	69
10.	Rahmenvorschriften für ein Tätigwerden als Sachverständige Stelle	71
10.1.	Berechtigung zur Verifizierung von Emissionsberichten	71
10.2.	Unabhängigkeit	72
11.	Allgemeiner Prüfungsmaßstab	74
11.1.	Prüfplan, System-, Prozess- und Risikoanalyse	74
11.2.	Stichprobenartige Prüfung von Angaben.....	76
11.3.	Richtigkeit von Angaben und Wesentlichkeit von Fehlern	77
11.4.	Berücksichtigung anderer Prüfungen/Sachverständigengutachten	78
11.4.1.	Zuteilungsanträge, frühere Emissionsberichte und Datenmitteilung	78
11.4.2.	Ergebnisse anderer Prüfungen	78
12.	Inhalt der Emissionsberichtsprüfung	80
12.1.	Zu prüfende Unterlagen und Nachweise	80

12.2. Besichtigung der Anlage vor Ort, Vor-Ort-Einsichtnahme	81
12.3. Abgleich mit rechtlicher und tatsächlicher Situation	81
12.4. Datenfluss- und Datenkontrollsystem	83
13. Prüfberichte	84
Anhang 1: Tabellarischer Überblick über veröffentlichte FAQs	86
Anhang 2: Hinweise an die Probenahme und Analyse bei der spezifischen Ermittlung von Brennstoffdaten anhand von Berechnungen (Abschnitt 5 i.V.m. Abschnitt 13 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012)	95
1. Anforderungen an die Probenahme	98
1.1. Probenahme gasförmiger Brennstoffe	98
1.2. Probenahme flüssiger Brennstoffe	99
1.3. Probenahme fester Brennstoffe	100
2. Anforderungen an die Analyse	101
2.1. Analyse von gasförmigen Brennstoffen	101
2.2. Analyse von flüssigen Brennstoffen	103
2.3. Analyse von festen Brennstoffen	105
Anhang 3: Gesetzliches Messwesen in Deutschland	107
Anhang 4: Übersicht Veröffentlichungen	111

EINLEITUNG

Die Überwachung der CO₂-Emissionen sowie die jährliche Berichterstattung über die Höhe der tatsächlichen CO₂-Emissionen sind - neben der Zuteilung der Emissionsberechtigungen für die Zuteilungsperiode - die wichtigsten Bausteine im Emissionshandelssystem.

Grundlage für die jährliche „Abrechnung“, d. h. die Ermittlung der jährlichen Abgabemenge an Emissionsberechtigungen, sind die tatsächlichen CO₂-Emissionen einer emissionshandelspflichtigen Anlage im vorangegangenen Jahr. Der jährlichen CO₂-Emissionsberichterstattung kommt somit eine große Bedeutung hinsichtlich der Funktionsfähigkeit und damit der Glaubwürdigkeit des Emissionshandels zu. Deshalb sind sowohl in den europäischen als auch den deutschen Rechtsnormen umfassende und detaillierte Anforderungen an die Überwachung und Berichterstattung der CO₂-Emissionen für emissionshandelspflichtige Anlagen festgelegt. Besonders wichtig sind die europäischen Leitlinien für Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen (Monitoring Leitlinien). Die Monitoring Leitlinien wurden für die zweite Zuteilungsperiode 2008-2012 überarbeitet und dienen als Grundlage für die jährliche Berichterstattung. Bei Anwendung der Monitoring Leitlinien 2008-2012 legen Sie bitte neben diesem Leitfaden die weiteren Informationen zum Vollzug und zur Auslegung der Monitoring Leitlinien zugrunde, die Sie im Internetangebot der DEHSt finden, insbesondere die FAQs (vgl. Überblick FAQs im [Anhang 1](#)). Bei Zweifelsfragen hinsichtlich der Auslegung und Anwendung der Leitlinien wie auch der FAQs sollten Sie Rücksprache mit der zuständigen Landesbehörde oder der DEHSt halten. Weitere Veröffentlichungen der DEHSt finden Sie im [Anhang 4](#).

Dieser Leitfaden ist in drei Hauptteile gegliedert, die die Erstellung von Emissionsberichten - von allgemeinen Grundlagen bis zu spezifischen Anforderungen - darlegen. Sie stellen die Aufgaben der beteiligten Akteure heraus und gehen auf einzelne Aspekte des Monitoring und der Emissionsberichterstattung ein.

Anders als in den Leitfäden und der separat veröffentlichten Prüfungsrichtlinie für die erste Zuteilungsperiode, fasst dieser Leitfaden alle Aktivitäten der Emissionsberichterstattung und -prüfung zusammen und liefert sowohl für Anlagenbetreiber als auch für sachverständige Stellen zu beachtende Informationen. Teil 1 gibt einen Überblick über den Ablauf bei der Erstellung eines Emissionsberichts und die Grundlagen für die Überwachung und jährliche Berichterstattung. Teil 2 liefert detaillierte Informationen und Hinweise zur korrekten

Erfassung und Berichterstattung relevanter Daten des Anlagenbetreibers sowie der Prüfung der sachverständigen Stelle. Besonderheiten einzelner Tätigkeiten nach dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) werden separat aufgegriffen. Teil 3 beschreibt weitere Anforderungen an die sachverständigen Stellen.

Wesentliche Ergänzungen in diesem Leitfaden gegenüber der im Dezember 2009 veröffentlichten Version sind im Text farbig hervorgehoben. Des Weiteren ist im Anhang 1 die aktuelle Liste der FAQs eingefügt worden.

[Für die Tätigkeit Luftverkehr wurde ein gesonderter Leitfaden veröffentlicht.](#)

TEIL 1: ALLGEMEINES

1. AKTEURE UND IHRE AUFGABEN

1.1. Betreiber emissionshandelspflichtiger Anlagen

Betreiber emissionshandelspflichtiger Anlagen sind nach § 5 Abs. 1 Satz 1 TEHG verpflichtet, ihre CO₂-Emissionen auf der Grundlage des Anhang 2 TEHG und im Übrigen nach den von der EU-Kommission am 18.07.2007 verabschiedeten „Leitlinien für Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen gemäß Richtlinien 2003/87/EG“ (Monitoring Leitlinien 2008-2012) zu ermitteln und zu berichten. Diese gesetzliche Berichtspflicht gilt auch für emissionshandelspflichtige Anlagen, die keine Zuteilung erhalten haben.

Die Methoden zur Überwachung der CO₂-Emissionen sind in einem anlagenspezifischen Monitoringkonzept zu beschreiben, das Grundlage für die Emissionsüberwachung und -berichterstattung ist (siehe Abschnitt 4.3 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012). Das Monitoringkonzept konkretisiert die Umsetzung der Anforderungen des TEHG und der Monitoring Leitlinien 2008-2012 für die jeweilige Anlage (vgl. Kapitel 2).

Auf der Basis des anlagenspezifischen Monitoringkonzepts und der darin beschriebenen Überwachungsmethode ermitteln Betreiber die CO₂-Emissionen ihrer Anlagen und erstellen ihren jährlichen Emissionsbericht. Diesen übermitteln sie ihrer zuständigen Landesbehörde jeweils zum 1. März für das vorangegangene Kalenderjahr. Die jährlichen Emissionsberichte müssen vor Abgabe durch eine sachverständige Stelle geprüft (verifiziert) werden (vgl. Kapitel 3).

Der Anlagenbetreiber muss die Zahl der Emissionsberechtigungen, die den durch seine Tätigkeit(en) verursachten Emissionen im Berichtsjahr entsprechen, bis zum 30. April des Folgejahres abgeben.

1.2. Sachverständige Stelle

Aufgabe der sachverständigen Stelle ist es gemäß § 5 Abs. 3 TEHG, den Emissionsbericht und die Daten, die ihm zugrunde liegen, auf Richtigkeit und Vollständigkeit zu prüfen. Über die Prüfung der tatsachenbezogenen Angaben hinaus muss die sachverständige Stelle den Emissionsbericht als Ganzes prüfen sowie die Schlüssigkeit und Glaubwürdigkeit der vorgelegten Nachweise. Die Daten gleicht sie mit der tatsächlichen und der Genehmigungssituation ab. Das Ergebnis ihrer Prüfung muss sie in einem Prüfbericht dokumentieren und erläutern. Maßgebend für die Prüfung ist das Monitoringkonzept, wenn und soweit es genehmigt ist (vgl. Kapitel 2), ansonsten sind es unmittelbar die Vorgaben des TEHG und der Monitoring Leitlinien 2008-2012.

Ferner trägt die sachverständige Stelle gemäß Art. 51 EG-Registerverordnung (Nr. 2216/2004 vom 21.12.2004 geändert durch die Verordnung Nr. 994/2008 vom 31.07.2007 und 8.10.2008) die geprüften CO₂-Gesamtemissionen einer Anlage im Berichtsjahr in die Tabelle der geprüften Emissionen (Verified Emission Table, VET) des deutschen Emissionshandelsregisters bis zum 31. März des Folgejahres für das vorangegangene Berichtsjahr ein (vgl. Kapitel 3.6).

1.3. Landesbehörden

Die nach dem Immissionsschutzrecht zuständigen Landesbehörden sind auch für die Erteilung der Emissionsgenehmigung und die Entscheidung über Fragen zum Monitoring im Vorfeld der Emissionsberichterstattung, insbesondere die Genehmigung der Monitoringkonzepte, zuständig (vgl. § 4 Abs. 5 und 7 TEHG und § 20 Abs. 1 Satz 1 TEHG).

Darüber hinaus nehmen die Landesbehörden die Emissionsberichte einschließlich der Prüfberichte der sachverständigen Stelle - jeweils bis zum 01. März des auf das Berichtsjahr folgenden Kalenderjahres - entgegen. Sie prüfen beide Berichte stichprobenartig und leiten sie - gegebenenfalls mit entsprechenden Hinweisen - bis zum 31. März des Jahres an die DEHSt weiter.

Die Landesbehörden sind nach § 5 Abs. 3 TEHG auch für die Bekanntgabe der sachverständigen Stellen für die Emissionsberichtsprüfung zuständig. Name, Adresse und Prüfungsberechtigung (siehe Kapitel 10.1) der bekannt gegebenen sachverständigen Stellen sind auf der Internetseite der DEHSt nachrichtlich veröffentlicht.

Hinweis:

Mit der Entscheidung des BVerwG vom 18.2.2010 - 7 C 10.09 sind die betroffenen Länder aufgefordert, die vorgelegten Monitoringkonzepte für die Zuteilungsperiode 2008 - 2012 zu prüfen und bei Erfüllung der rechtlichen Voraussetzungen zu genehmigen. Eine Genehmigung ist auch dann einzuholen, wenn keine Abweichungen oder Erleichterungen von den Monitoring Leitlinien 2008-2012 in Anspruch genommen werden.

Gleichwohl müssen Anlagenbetreiber im Rahmen der Emissionsberichterstattung nicht mit einer Kontosperrung oder Sanktionierung nach den §§ 17, 18 TEHG rechnen, nur weil ihr Monitoringkonzept bislang nicht oder nur in Teilen genehmigt wurde. Die Kontensperrung nach § 17 TEHG knüpft an eine Verletzung der Berichtspflicht, die Sanktionierung nach § 18 TEHG ausschließlich an eine Verletzung der Abgabepflicht an.

Dieser Sachverhalt ist in allen weiteren Abschnitten im Kontext „Genehmigung des Monitoringkonzepts“ zu beachten. Insbesondere die Abschnitte 2.4, 2.6 und 2.7 wurden entsprechend angepasst.

1.4. Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt)

Der DEHSt obliegt im Verwaltungsverfahren die abschließende Bewertung der Emissionsberichte. Sie erhält sie von den Landesbehörden bis zum 31. März jedes Jahres.

Liegt der DEHSt bis zu diesem Zeitpunkt kein den Anforderungen des § 5 TEHG - und somit auch dem Anhang 2 TEHG sowie den Monitoring Leitlinien 2008-2012 - entsprechender Emissionsbericht vor, oder wurde die Abgabepflicht nicht bis zum 30. April des auf das Berichtsjahr folgenden Jahres erfüllt, muss sie Berichts- und Abgabepflichten durchsetzen (siehe Kapitel 4).

Die DEHSt koordiniert die fachliche Umsetzung der Anforderungen des TEHG und der Monitoring Leitlinien 2008-2012 zwischen Bund und Ländern, vorwiegend in einem dafür eingerichteten Arbeitskreis. Ziel ist es

- Wettbewerbsverzerrungen wegen unterschiedlicher Umsetzung der rechtlichen Vorgaben in den Ländern zu vermeiden,

- Verzerrungen wegen unterschiedlicher Mess- und Bewertungsvorschriften bei Zuteilung und Emissionsbericht zu verhindern,
- den Verwaltungsaufwand bei den beteiligten Behörden zu minimieren,
- eine hohe Rechtssicherheit und geringe Transaktionskosten für Unternehmen und sachverständige Stellen sicherzustellen und
- gemeinsame Positionen gegenüber der EU-Kommission, insbesondere hinsichtlich der Weiterentwicklung der Emissionsberichterstattung, zu erarbeiten.

Im Arbeitskreis wurden u. a. Anforderungen an Monitoringkonzept und Emissionsbericht für die zweite Zuteilungsperiode abgestimmt.

Wie in der ersten Zuteilungsperiode bietet die DEHSt auf der Basis des mit den Ländern abgestimmten Formats für die Emissionsberichterstattung eine den Anforderungen der Monitoring Leitlinien 2008-2012 entsprechende CO₂-Berichterstattungssoftware an, die Anlagenbetreibern und sachverständigen Stellen kostenlos zur Verfügung steht (vgl. Kapitel 3.3.1).

2. DAS MONITORINGKONZEPT - GRUNDLAGE FÜR DIE ÜBERWACHUNG UND DIE JÄHRLICHE BERICHTERSTATTUNG

2.1. Monitoringkonzept - Funktion und Bedeutung

Das Monitoringkonzept ist die Basis des jährlichen Emissionsberichts. In ihm wird festgelegt und beschrieben, wo und auf welche Weise die CO₂-Emissionen einer Anlage ermittelt werden. Die Anforderungen an die Emissionsermittlung sind in Anhang 2 TEHG und den Monitoring Leitlinien 2008-2012 geregelt. Mit dem Monitoringkonzept werden diese Anforderungen konkretisiert. Zu beachten ist, dass das TEHG von den Monitoring Leitlinien 2008-2012 abweichende und diesen im Range vorgehende Bestimmungen beinhaltet. Besonders bedeutsam ist dabei vor allem Anhang 2 Teil I Nr. 3 TEHG. Dieser schreibt die Verwendung vereinheitlichter Berechnungsmethoden und Rechengrößen (insbesondere der einheitlichen Stoffwerte in Anhang 1 ZuV 2012) vor, wenn diese der Zuteilungsentscheidung aufgrund entsprechender Regelungen zugrunde gelegt wurden. (vgl. Kapitel 2.3 und FAQ [Nr. 30](#)).

Das Monitoringkonzept muss vor Beginn des Berichtsjahres vom Betreiber erstellt und von der zuständigen Landesbehörde genehmigt werden. (vgl. Kapitel 2.4 und FAQ [Nr. 4](#)).

2.2. Aufbau und Inhalte des Monitoringkonzepts

Die Grundsätze der Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen sind in Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 beschrieben. Um die Erstellung der Monitoringkonzepte zu erleichtern, hat die DEHSt gemeinsam mit den Ländern ein [Muster-Monitoringkonzept](#) erarbeitet, das die erforderlichen Angaben, Daten und Informationen vorstrukturiert und übersichtliche Tabellendarstellungen vorschlägt. Diese Handreichung, verfügbar auf den Internetseiten der DEHSt, ist ein Muster eines Monitoringkonzepts, das gegebenenfalls auf die branchen- und anlagenspezifischen Gegebenheiten angepasst werden muss. Ergänzend dazu sind dort auch Branchenbeispiele für [Monitoringkonzepte für Energie-, Raffinerie-, Glas-, Keramik-, Zement- und Kalkanlagen sowie für Kleinemittenten der Energiewirtschaft und für Elektrostahlwerke](#) als weitere Hilfestellung veröffentlicht.

2.2.1. Grundlegende Aspekte bei der Beschreibung der Überwachungsmethode

Eine vollständige, transparente und genaue Überwachung der CO₂-Emissionen setzt voraus, dass anlagenspezifische Festlegungen zur Überwachungsmethode getroffen und im Monitoringkonzept beschrieben werden. Diese Beschreibung enthält mindestens folgende Punkte (vgl. Abschnitt 4.3 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012):

- die detaillierte Beschreibung der zu überwachenden Anlage und der dort durchgeführten Tätigkeiten,
- Informationen über die Verteilung der Zuständigkeiten für die Überwachung und Berichterstattung innerhalb der Anlage,
- eine Liste der zu überwachenden Emissionsquellen und Stoffströme für jede Tätigkeit, die in der Anlage durchgeführt wird,
- eine Beschreibung der angewandten Berechnungs- oder Messmethodik (vgl. FAQ [Nr. 12](#)),
- eine Liste und Beschreibung der Ebenen zur Bestimmung von Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren, Zusammensetzungsdaten und Umsetzungsfaktoren für alle zu überwachenden Stoffströme (vgl. FAQ [Nrn. 7](#) und [50](#)),
- eine Beschreibung der Messsysteme sowie der Spezifikation und des exakten Standorts der Messgeräte, die für die Stoffstromüberwachung eingesetzt werden sollen (in Fällen, in denen geeichte Messgeräte zur Bestimmung der Aktivitätsrate nicht vom Anlagenbetreiber selbst, sondern vom Lieferanten nach den Regelungen des gesetzlichen Messwesens betrieben werden, müssen die Angaben nach FAQ [Nr. 11](#) im Monitoringkonzept dargelegt werden),
- einen Nachweis darüber, dass die auf die einzelnen Stoffströme angewandten Ebenen mit den Unsicherheitsschwellwerten für Tätigkeitsdaten und (gegebenenfalls) andere Parameter konform sind (vgl. FAQ [Nrn. 24](#), [29](#) und [47](#)),
- eine Beschreibung des Ansatzes für die Beprobung von Brennstoffen und Materialien, um die stoffspezifischen Parameter und gegebenenfalls den Biomasseanteil der einzelnen Stoffströme zu ermitteln (vgl. FAQ [Nr. 28](#)),
- eine Beschreibung der vorgesehenen Bezugsquellen oder der Analysemethoden, die für die Ermittlung der stoffspezifischen Parameter und gegebenenfalls des Biomasseanteils der einzelnen Stoffströme herangezogen werden sollen (vgl. FAQ [Nrn. 42](#), [44](#) und [47](#)),
- gegebenenfalls eine Liste und Beschreibung nicht akkreditierter Laboratorien und maßgeblicher Analyseverfahren, einschließlich einer Liste aller relevanten Qualitätssicherungsmaßnahmen (vgl. FAQ [Nr. 10](#)),

- gegebenenfalls eine Beschreibung der Systeme zur kontinuierlichen Emissionsmessung (vgl. FAQ [Nr. 25](#)), die für die Überwachung einer Emissionsquelle eingesetzt werden sollen, d. h. Angaben zu Messpunkten, Häufigkeit der Messungen, Ausrüstung, Kalibrierverfahren, Datenerfassung und -speicherung und des Verfahrens für die flankierende Berechnung zur Bestätigung der Messung und für die Berichterstattung über Tätigkeitsdaten,
- bei Anwendung des „Fall-back-Konzepts“: eine umfassende Beschreibung des Konzepts und der Unsicherheitsbewertung, sofern dies nicht bereits durch die zuvor genannten Punkte abgedeckt wird,
- eine Beschreibung der Verfahren zur Datenerhebung und -verwaltung, der Kontrollaktivitäten sowie der Beschreibung der Tätigkeiten, gegebenenfalls Angaben über relevante Verbindungen zu Aktivitäten, die im Rahmen des Gemeinschaftssystems für das Umweltmanagement und die Umweltbetriebsprüfung (EMAS) und anderer Umweltmanagementsysteme durchgeführt werden, insbesondere Angaben über Verfahren und Kontrollen, die für die Überwachung von Treibhausgasemissionen und deren Berichterstattung von Belang sind.

2.2.2. Einordnung einer Anlage in die Kategorien A, B oder C und Ebenenkonzept

In Tabelle 1 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 wird nach Tätigkeiten und nach der Höhe der jährlichen Gesamtemissionen einer Anlage differenziert. Grundlage für die Einstufung in die Spalten A bis C der Tabelle 1 sind die durchschnittlichen Jahresemissionen der vorangegangenen Handelsperiode (ohne biogenen Anteil und vor Abzug von weitergeleitetem CO₂) der Anlage. Die Bestimmung des Schwellenwerts und die Einordnung der Anlagen in diese Kategorien sind der FAQ [Nr. 1](#) oder der FAQ [Nr. 8](#) (kleine Emittenten) zu entnehmen.

Eine der wesentlichen Änderungen für die Handelsperiode 2008-2012 ist, dass für die Ermittlung der Emissionen von Anlagen der Kategorien B und C grundsätzlich die höchste Ebene gewählt werden muss (vgl. FAQ [Nr. 7](#)). Im Gegensatz zu den in der ersten Handelsperiode maßgebenden Ebenen nach Tabelle 1 Anhang I Monitoring Leitlinien 2005-2007 ist z. B. für ein kohlebefeuerter Kraftwerk der Kategorie B nicht mehr Ebene 2 (höchst zulässige Unsicherheit von weniger als fünf Prozent), sondern grundsätzlich die Ebene 4 (höchst zulässige Unsicherheit von weniger als 1,5 Prozent) die nach Monitoring Leitlinien 2008-2012 geforderte Ebene.

Für Anlagen der Kategorie A sind die in Tabelle 1 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 festgelegten Ebenen maßgebend (vgl. FAQ [Nr. 7](#)).

2.3. Abweichende Bestimmungen des Anhang 2 TEHG von den Monitoring Leitlinien 2008-2012

Die Regelungen des TEHG gehen denen der Monitoring Leitlinien 2008-2012 vor. Das gilt etwa, wenn Anhang 2 Teil I Nr. 2 TEHG, weitergehend als die Monitoring Leitlinien 2008-2012 in ihrem Abschnitt 5.6 Anhang I, die Anwendung eines Oxidationsfaktors von 1 für die Emissionsberichterstattung verbindlich vorschreibt.

Betroffen sind alle Anlagen, die zumindest auch eine Zuteilung nach § 6 ZuG 2012 erhalten haben, d. h. Bestandsanlagen der Industriebranchen und Kleinemittenten der Energiewirtschaft (auch wenn sie eine „Härtefallzuteilung“ nach § 6 Abs. 6 ZuG 2012 erhalten haben). Soweit in diesen Anlagen Brennstoffe oder Materialien eingesetzt werden, die in Anhang 1 ZuV 2012 genannt sind, müssen die dort festgelegten Parameter (Emissionsfaktor, unterer Heizwert oder Kohlenstoffgehalt) auch zur Bestimmung der jährlichen Emissionsmenge verwendet werden. Die Vorgaben der Monitoring Leitlinien 2008-2012 gelten insoweit nicht, z. B. ist die Verwendung individuell ermittelter Werte nicht zulässig. Die von der Zuteilung einerseits und den eingesetzten Brennstoffen und Materialien andererseits abhängigen unterschiedlichen Vorgaben für die Emissionsberichterstattung sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Verbindliche Anwendung von Anhang 1 ZuV 2012 oder der Monitoring Leitlinien 2008-2012

	Zuteilung (Inbetriebnahme)	Emissionsberichterstattung
Industrieanlagen (Tätigkeiten VI bis XVIII Anhang 1 TEHG)	§ 6 ZuG 2012 (bis 31.12.2002) auf Basis historischer Emissionen	auf Basis einheitlicher Stoffwerte gemäß Anhang 1 ZuV 2012 obligatorisch; für Einsatz dort nicht gelisteter Brennstoffe und Materialien gelten Monitoring Leitlinien 2008-2012, d. h. Grundsatz: höchste Ebenen für Anlagenkategorien B und C, für A mindestens Ebenen nach Tabelle 1
	§§ 8, 9 Abs. 5 ZuG 2012 (Bestandsanlagen mit Kapazitätserweiterungen zwischen 01.01.2003 bis 31.12.2012) auf Basis historischer Emissionen und Benchmarkzuteilung	auf Basis einheitlicher Stoffwerte gemäß Anhang 1 ZuV 2012 obligatorisch; für Einsatz dort nicht gelisteter Brennstoffe und Materialien gelten Monitoring Leitlinien 2008-2012, d. h. Grundsatz: höchste Ebenen für Anlagenkategorien B und C, für A mindestens Ebenen nach Tabelle 1
	§§ 8 Abs. 1, 9 ZuG 2012 (Neuanlagen ab 01.01.2003 bis 31.12.2007) Benchmarkzuteilung	nach Vorgaben der Monitoring Leitlinien 2008-2012, d. h. Grundsatz: höchste Ebenen für Anlagenkategorien B und C, für A mindestens Ebenen nach Tabelle 1

	Zuteilung (Inbetriebnahme)	Emissionsberichterstattung
Energieanlagen (Tätigkeiten I bis V Anhang 1 TEHG)	§ 6 Abs. 9 ZuG 2012 (bis 31.12.2002) auf Basis historischer Emissionen (Kleinemittenten)	auf Basis einheitlicher Stoffwerte gemäß Anhang 1 ZuV 2012 obligatorisch; für Einsatz dort nicht gelisteter Brennstoffe und Materialien gelten Monitoring Leitlinien 2008-2012, d. h. Grundsatz: höchste Ebenen für Anlagenkategorien B und C, für A mindestens Ebenen nach Tabelle 1
	§§ 8 bzw. 9 ZuG 2012 (Kleinemittent mit Kapazitätserweiterungen zwischen 01.01.2003 bis 31.12.2012) auf Basis historischer Emissionen und Benchmarkzuteilung	auf Basis einheitlicher Stoffwerte gemäß Anhang 1 ZuV 2012 obligatorisch; für Einsatz dort nicht gelisteter Brennstoffe und Materialien gelten Monitoring Leitlinien 2008-2012, d. h. Grundsatz: höchste Ebenen für Anlagenkategorien B und C, für A mindestens Ebenen nach Tabelle 1
	§ 7 ZuG 2012 (bis 31.12.2002) Benchmarkzuteilung	nach Vorgaben der Monitoring Leitlinien 2008-2012; Grundsatz: höchste Ebenen für Anlagen der Kategorien B und C, für A mindestens Ebenen nach Tabelle 1
	§§ 8 bzw. 9 ZuG 2012 (Neuanlagen und Kapazitätserweiterungen ab 01.01.2003 bis 31.12.2012) nur Benchmarkzuteilung (keine Kleinemittenten)	nach Vorgaben der Monitoring Leitlinien 2008-2012; Grundsatz: höchste Ebenen für Anlagen der Kategorien B und C, für A mindestens Ebenen nach Tabelle 1
Härtefälle	Zuteilung nach § 6 Abs. 6 ZuG 2012	auf Basis einheitlicher Stoffwerte gemäß Anhang 1 ZuV 2012 obligatorisch; für Einsatz dort nicht gelisteter Brennstoffe und Materialien gelten Monitoring Leitlinien 2008-2012, d. h. Grundsatz: höchste Ebenen für Anlagenkategorien B und C, für A mindestens Ebenen nach Tabelle 1
	Zuteilung nach §§ 7 Abs. 5 i.V.m. 6 Abs. 6 ZuG 2012 (ohne Kleinemittenten)	nach Vorgaben der Monitoring Leitlinien 2008-2012; Grundsatz: höchste Ebenen für Anlagen der Kategorien B und C, für A mindestens Ebenen nach Tabelle 1
	Zuteilung nach §§ 7 Abs. 5 i.V.m. 6 Abs. 6 ZuG 2012 (i.V.m. § 6 Abs. 9, Kleinemittenten)	auf Basis einheitlicher Stoffwerte gemäß Anhang 1 ZuV 2012 obligatorisch; für Einsatz dort nicht gelisteter Brennstoffe und Materialien gelten Monitoring Leitlinien 2008-2012, d. h. Grundsatz: höchste Ebenen für Anlagenkategorien B und C, für A mindestens Ebenen nach Tabelle 1
	Zuteilung nach § 12 ZuG 2012	nach Vorgaben der Monitoring Leitlinien 2008-2012; Grundsatz: höchste Ebenen für Anlagen der Kategorien B und C, für A mindestens Ebenen nach Tabelle 1

Kleinemittenten im Sinne dieser Tabelle sind Anlagen mit durchschnittlichen CO₂-Emissionen in der zuteilungsrelevanten Basisperiode von maximal 25.000 t/a

Anhang 2 Teil I Nr. 3 schreibt aber nicht nur die Verwendung einheitlicher Stoffwerte für bestimmte Anlagen vor. Auch die der Zuteilungsberechnung gemäß ZuV 2012 zugrunde gelegten vereinheitlichten Berechnungsmethoden müssen bei der Emissionsberichterstattung verbindlich verwendet werden (vgl. FAQ [Nr. 30](#)).

Die sachverständigen Stellen sind gehalten, besonders auf die Einhaltung der erläuterten Regelungen des TEHG zu achten. Sie müssen auch dann auf Abweichungen von den Vorgaben des Anhangs 2 TEHG hinweisen, wenn diese im Monitoringkonzept von der zuständigen Landesbehörde genehmigt wurden. Sind Abweichungen von Anhang 2 TEHG im Monitoringkonzept genehmigt worden, kann die sachverständige Stelle den Emissionsbericht trotz Rechtswidrigkeit der ihm zugrunde liegenden Genehmigung als ordnungsgemäß testieren. Im Prüfbericht selbst muss jedoch gemäß Abschnitt 3 a.E. Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 auf die festgestellte Notwendigkeit einer Anpassung des Konzepts an die rechtlichen Vorgaben hingewiesen werden (Formular „Angaben zu Berichtszeitraum und Monitoringkonzept“, Textfeld „Stellungnahme zum Monitoringkonzept“).

Weicht der Betreiber ohne Genehmigung von den Vorgaben des Anhangs 2 TEHG ab, muss die sachverständige Stelle ihn zu einer Korrektur seines Berichts auffordern. Kommt der Betreiber dem nicht nach, kann der Bericht von der sachverständigen Stelle nicht testiert werden (Formular „Verifizierung“, Auswahlfeld „Prüfungsentscheidung/Testat“: Nein, Erläuterung im Textfeld „Ergänzungen zum o. g. Testat...“).

2.4. Behördliche Genehmigung von Monitoringkonzepten

Besonderer Hinweis:

Nach der Entscheidung des BVerwG vom 18.2.2010 - 7 C 10.09 muss für jedes Monitoringkonzept eine Genehmigung bei der zuständigen Landesbehörde eingeholt werden. Dies gilt auch dann, wenn keine Abweichungen oder Erleichterungen von den Monitoring Leitlinien in Anspruch genommen werden.

Soweit die Genehmigung fehlt, richtet sich die Bewertung des Emissionsberichts nicht nach dem Monitoringkonzept, sondern unmittelbar nach den Vorgaben des TEHG und der Monitoring Leitlinien 2008 (vgl. § 5 Abs. 1 TEHG). Die Reichweite einer Genehmigung bestimmt sich nach ihrem Wortlaut einerseits und dem Inhalt des genehmigten Monitoringkonzepts andererseits.

Überwachungs- und Ermittlungsmethoden die nicht ausdrücklich im Konzept genannt sind, gelten nie als genehmigt. Ihre Ordnungsgemäßheit bestimmt sich unmittelbar nach den rechtlichen Vorgaben des TEHG und der Monitoring Leitlinien 2008-2012.

Die Genehmigung des Monitoringkonzepts ist eine eigenständige Entscheidung, die auf Antrag des Betreibers bei Neuanlagen mit der Entscheidung über die Genehmigung nach BImSchG verbunden werden kann, wenn die Behörde für beide Entscheidungen zuständig ist und zu diesem Zeitpunkt die erforderlichen Angaben schon mit der nötigen Genauigkeit gemacht werden können (vgl. FAQ [Nr. 4](#)).

Abweichend von der missverständlichen Formulierung in Abschnitt 4.3 Absatz 3 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 muss das Monitoringkonzept nicht jedes Jahr neu zur Genehmigung vorgelegt werden. Das gilt nur unter den in Kapitel 2.6 beschriebenen Umständen oder wenn die Monitoring Leitlinien 2008-2012 dies für eine bestimmte Überwachungsmethodik ausdrücklich verlangen, z. B. in Abschnitt 5.3 Anhang I für das sog. „Fall-back-Konzept“.

2.4.1. Abweichungen und Erleichterungen

Voraussetzung für ein Abweichen von den Monitoring Leitlinien 2008-2012 ist neben der Genehmigung in der Regel, dass die an sich verlangte Methodik für den Betreiber technisch nicht machbar und/oder wirtschaftlich unzumutbar ist (vgl. insbesondere FAQ [Nrn. 7, 25, 47](#) und [48](#)).

Sofern Abweichungen von den Anforderungen der Monitoring Leitlinien 2008-2012 in Anspruch genommen werden, die nicht im TEHG angelegt sind, sollte erläutert werden, wie das anlagenspezifische Monitoringkonzept weiterentwickelt und die strengeren Vorgaben der Monitoring Leitlinien 2008-2012 zukünftig eingehalten werden sollen.

2.4.2. Anlagen mit geringen Emissionen (Kleinemittenten)

Auch Anlagen mit geringen Emissionen benötigen ein von der zuständigen Landesbehörde genehmigtes Monitoringkonzept.

Die in FAQ [Nr. 9](#) genannten Erleichterungen für Kleinemittenten sind generell genehmigungsfähig. Die Genehmigungsfähigkeit von anderen Erleichterungen und Abweichungen bestimmt sich nach den allgemeinen Vorgaben des TEHG und der Monitoring

Leitlinien 2008-2012 (z. B. bei Nutzung des De-minimis-Ansatzes oder die Nutzung von Prognosen als Basis für die Einordnung der Anlage als solche mit geringen Emissionen).

Die sachverständige Stelle kann nur ausnahmsweise und unter den allgemeinen Voraussetzungen auf die jährliche Besichtigung der Anlage vor Ort verzichten, vgl. Kapitel 12.2.

Achtung: Die Erleichterungen im Sinne von Abschnitt 16 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 können nur in Anspruch genommen werden, solange die Schwelle von 25.000 t CO₂/a unterschritten wird (siehe FAQ [Nr. 8](#)). Übersteigen die Emissionen diese Schwelle im Laufe eines Berichtsjahres kann im folgenden Jahr von den Erleichterungen kein Gebrauch mehr gemacht werden. Für die verbindliche Emissionsberichterstattung auf Basis einheitlicher Stoffwerte nach Anhang 2 TEHG ist ein Überschreiten des Schwellenwertes im Laufe der Zuteilungsperiode dagegen unerheblich. Auch wenn die Emissionen einer Anlage, die eine Zuteilung als Kleinemittent nach § 6 Abs. 9 ZuG 2012 (ggf. i.V.m. § 7 Abs. 4 ZuG 2012) erhalten hat, 25.000 t/a übersteigen, müssen die einheitlichen Stoffwerte des Anhang 1 ZuV 2012 und sonstige der Zuteilung zugrunde gelegte vereinheitlichte Berechnungsmethoden und Rechengrößen in der Emissionsberichterstattung verwandt werden.

2.5. Vorübergehende Unmöglichkeit der Einhaltung der Vorgaben der Monitoring Leitlinien 2008-2012

Werden Mess- und Analysegeräte im Berichtszeitraum ausgetauscht, z. B. weil aus technischen Gründen die Anwendung der genehmigten variablen spezifischen Ebenenkombination vorübergehend nicht mehr möglich ist, kann der Anlagenbetreiber die nächst höchste erreichbare Ebene anwenden (vgl. Abschnitt 5.2 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012). Diese Abweichung ist jedoch nur solange möglich, bis die Bedingungen für die Anwendung der höheren Ebene wieder hergestellt sind.

Der Anlagenbetreiber muss der zuständigen Behörde die Änderung der Ebenenkombination und Einzelheiten der vorübergehend angewandten Überwachungsmethode anzeigen und entsprechend eventueller Vorgaben der Landesbehörde weiter verfahren. Zur Darstellung im Emissionsbericht siehe Kapitel 5.1.3 zum Umgang mit Abweichungen trotz bestehender Möglichkeit zur Einhaltung der rechtlichen Vorgaben vgl. Kapitel 3.5.3).

2.6. Änderungen des Monitoringkonzepts

Grundsätzlich ist der Anlagenbetreiber bei der Ermittlung und Berichterstattung über die gesamte Zuteilungsperiode zur Methodenkonsistenz verpflichtet (vgl. Abschnitt 3 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012). Soweit er nicht ohnehin durch die in Kapitel 2.3 erläuterten Regelungen auf eine bestimmte Methodik festgelegt ist, trifft er seine Wahl mit dem zu genehmigenden Monitoringkonzept. Spätere Änderungen der Methodik bedürfen der neuerlichen Prüfung und Genehmigung durch die Landesbehörde. Sie müssen dieser unverzüglich angezeigt werden. Die Fälle, in denen eine behördliche Genehmigung der Änderung des Monitoringkonzepts erforderlich ist, sind in der FAQ [Nr. 5](#) beschrieben. Änderungen, die zu einer Verschlechterung der Genauigkeit der Überwachung führen, sind grundsätzlich nicht genehmigungsfähig.

Alle Änderungen im Monitoringkonzept müssen mit Datum des Wirksamwerdens klar dargelegt, begründet und umfassend dokumentiert werden. Das geänderte Monitoringkonzept ist mit dem Emissionsbericht zu übermitteln.

2.7. Wie wirkt sich die Genehmigung des Monitoringkonzepts auf die Prüfung durch die sachverständige Stelle aus?

2.7.1. Eine Genehmigung des Monitoringkonzepts liegt vor

Die sachverständige Stelle legt ihrer Bewertung des Emissionsberichts die Genehmigung, d. h. die im Monitoringkonzept aufgeführten und genehmigten Überwachungs- und Ermittlungsmethoden sowie ggf. verfügte Nebenbestimmungen, zugrunde. Das gilt nicht, für im Monitoringkonzept nicht genannte Sachverhalte, z. B. dort nicht aufgeführte Quellen und Stoffströme oder von der Genehmigung ausgenommene Methoden zur Überwachung und Berichterstattung. In diesen Fällen muss die sachverständige Stelle den Bericht unmittelbar auf Einhaltung der in Anhang 2 TEHG und den Monitoring Leitlinien 2008-2012 genannten Vorgaben prüfen.

Enthält die Genehmigung Auflagen oder Bedingungen, prüft die sachverständige Stelle, ob sie im Berichterstattungszeitraum erfüllt worden sind. Ist das nicht der Fall, muss sie den Betreiber zu entsprechenden Korrekturen auffordern. Kommt er dieser Aufforderung nicht nach, muss sie im Formular „Verifizierung“, Textfeld „Prüfungsentscheidung/Testat“ „Nein“ auswählen.

Soweit der Emissionsbericht im Einklang mit einer Genehmigung steht, kann die sachverständige Stelle in der Prüfungsentscheidung „Ja“ auswählen. Das gilt auch, wenn sie der Meinung ist, die Genehmigung selbst sei nicht im Einklang mit den rechtlichen Vorgaben erteilt worden. Diesen Fall bildet sie im Formular „Berichtszeitraum und Monitoringkonzept“ durch Aktivierung des Auswahlfelds „Nein“ bei der Prüffrage zur Vereinbarkeit des Konzepts mit den rechtlichen Vorgaben ab. Im Textfeld „Stellungnahme zum Monitoringkonzept“ muss sie erläutern, warum das Konzept den rechtlichen Vorgaben ihrer Meinung nach nicht entspricht. Im Textfeld „Stellungnahme zum Monitoringkonzept“ vermerkt die sachverständige Stelle auch sonstige, die Verbesserung des Monitoring betreffende Hinweise.

2.7.2. Der Betreiber ist im Emissionsbericht von einer genehmigten Methodik abgewichen

Hier ist zu unterscheiden: Führt die Abweichung dazu, dass den Anforderungen des TEHG und der Monitoring Leitlinien 2008-2012 besser Rechnung getragen wird, macht die Abweichung von der Genehmigung den Emissionsbericht nicht fehlerhaft. Wird „nach unten“ von der Genehmigung abgewichen, werden beispielsweise weniger genaue Emissionsdaten berichtet, muss der Betreiber den Emissionsbericht korrigieren, erforderlichenfalls mittels konservativer Schätzung. Ohne eine solche Korrektur darf die sachverständige Stelle den Emissionsbericht nicht als ordnungsgemäß bewerten (vgl. Kapitel 3.5.3), zur Darstellung von zulässigen Methodenwechseln während des Berichtsjahr vgl. Kapitel 3.5.2 und Kapitel 6).

2.7.3. Eine Genehmigung des Monitoringkonzepts liegt nicht oder nur teilweise vor

Soweit eine Genehmigung nicht vorliegt, prüft die sachverständige Stelle, ob der Emissionsbericht in Einklang mit den Vorgaben des Anhang 2 TEHG 8 (vgl. Kapitel 2.3) und der Monitoring Leitlinien 2008-2012 erstellt wurde. Das nicht oder nicht vollumfänglich genehmigte Konzept muss in diese Prüfung einbezogen werden. Stellt die sachverständige Stelle fest, dass das Konzept von den Vorgaben der Monitoring Leitlinien 2008-2012 abweicht, vermerkt sie dies, wie im vorangegangenen Kapitel beschrieben, im Formular „Berichtszeitraum und Monitoringkonzept“ durch Verneinen der Frage nach der Vereinbarkeit des Konzepts mit den rechtlichen Vorgaben und erläutert ihre Einschätzung im Freitextfeld für die Stellungnahme.

Hinsichtlich des Emissionsberichts selbst geht sie wie folgt vor:

2.7.3.1. Die dem Emissionsbericht zugrunde liegende Methodik ist genehmigungsfähig

Eine Überwachungs- oder Ermittlungsmethode ist genehmigungsfähig, wenn

- a) sie in Einklang mit den Vorgaben des TEHG und der Monitoring Leitlinien 2008-2012 steht,
- b) sie zwar von den rechtlichen Vorgaben abweicht, dies aber durch die Veröffentlichungen der DEHSt, insbesondere ihrer FAQs, ausdrücklich gestattet ist,
- c) sie durch eine positive Stellungnahme der Landesbehörde oder der DEHSt für zulässig erachtet wurde oder
- d) mit ihr lediglich in den Monitoring Leitlinien 2008-2012 vorgesehene Erleichterungen in Anspruch genommen werden, deren Voraussetzungen unzweifelhaft vorliegen.

Der Betreiber muss auch in diesen Fällen die Genehmigung umgehend einholen. Ihr Fehlen hindert die sachverständige Stelle jedoch nicht, ein positives Testat zu erteilen.

Dem Betreiber sollte in Zweifelsfällen bewusst sein, dass die in Kapitel 4.2 erläuterten Sanktionen drohen, wenn die zuständigen Behörden die Genehmigungsfähigkeit der Methode verneinen. Er sollte sich daher um eine Klärung des Sachverhalts noch vor Ende der Frist zur Abgabe von Emissionsberechtigungen bemühen und dem Emissionsbericht entsprechende behördliche Schreiben oder Telefonnotizen unter Nennung des Datums und der Auskunft gebenden Behördenmitarbeiter beifügen.

Die sachverständige Stelle sollte den Betreiber zur eigenen Absicherung auf diese Risiken hinweisen.

2.7.3.2. Die dem Emissionsbericht zugrunde liegende Methodik ist nicht genehmigungsfähig

Ist die dem Emissionsbericht zugrunde gelegte Methode nicht genehmigungsfähig, muss die sachverständige Stelle den Betreiber auffordern, die Daten – erforderlichenfalls auch nach den Vorgaben des Kapitel 3.5.3 – zu korrigieren. Kommt der Betreiber dieser Aufforderung nicht nach, muss die sachverständige Stelle im Formular „Verifizierung“ eine negative Prüfungsentscheidung treffen.

2.7.4. Abweichende Rechtsauffassung des Betreibers in Auslegungsfragen

Soweit der Betreiber bei der Auslegung der rechtlichen Vorgaben eine von den veröffentlichten Positionen der DEHSt abweichende Rechtsauffassung vertritt, kann die sachverständige Stelle diese ihrer Prüfung zugrunde legen. Sie muss in diesem Fall jedoch ihr Testat mit dem Hinweis versehen, dass die Testaterteilung auf einer abweichenden Grundlage erfolgt, und den Sachverhalt nachvollziehbar erläutern (Formular „Verifizierung“ Textfeld „Ergänzungen zum Testat“). Auch hier sollte der Sachverhalt mit der DEHSt möglichst vorab geklärt werden. Der Betreiber muss bei einer Berichterstattung entgegen der veröffentlichten Rechtsauslegung durch die DEHSt mit der Zurückweisung seines Berichts und den in Kapitel 4.2 beschriebenen Sanktionen rechnen.

Die Pflicht, auf von der Auslegung der DEHSt abweichende Rechtsanwendungen hinzuweisen, folgt aus den Monitoring Leitlinien 2008-2012. Nach Abschnitt 10.4.2 lit. d und e Anhang I sind sachverständige Stellen verpflichtet, in ihrem Prüfbericht (in den FMS-Formularen) auf alle „wesentlichen“ Falschangaben hinzuweisen. Als „wesentlich“ definiert Abschnitt 2.5 lit. j Anhang I alle Falschangaben, die „die Bewertung des jährlichen Emissionsberichts durch die zuständige Behörde beeinflussen könnte“. Mit ihren in diesem Leitfaden und den FAQ veröffentlichten Hinweisen hat die DEHSt zu erkennen gegeben, welche Sachverhalte sie nicht akzeptiert und ggf. zum Anlass für eine Korrektur des Emissionsberichts nimmt. Sachverständige Stellen, die diese Rechtsauslegung ignorieren und die DEHSt nicht auf von ihr als fehlerhaft eingestufte Sachverhalte hinweisen, verletzen ihre Pflichten, vor allem nach dem TEHG.

3. EMISSIONSBERICHT - DAS MONITORINGKONZEPT IN ZAHLEN

Die folgenden Ausführungen geben einen Überblick über Bedeutung und Inhalt der CO₂-Emissionsberichterstattung und die Komponenten der Softwarelösung der DEHSt.

3.1. Der jährliche Emissionsbericht - Funktion und Bedeutung

Der jährliche Emissionsbericht baut auf dem für die emissionshandelspflichtige Anlage erstellten Monitoringkonzept auf. Er ist das aggregierte Ergebnis des Monitoring im Berichtsjahr entsprechend den Festlegungen zu Überwachungs- und Berechnungsmethoden für die betreffende Anlage im Monitoringkonzept. Deshalb gehören Monitoringkonzept (einschließlich einer Genehmigung der Landesbehörde) und Emissionsbericht inhaltlich immer zusammen.

Für jede Anlage ist grundsätzlich ein eigener Emissionsbericht abzugeben. Wie bei der Zuteilung von Berechtigungen gemäß § 9 Abs. 2 TEHG ist für die Abgrenzung, was als zugehörig zu einer bestimmten Anlage zu betrachten ist, grundsätzlich die Genehmigungssituation nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) zugrunde zu legen. Anlagen und Anlagenteile, die in einer Anlagengenehmigung nach BImSchG (insbesondere im Wege von Änderungsgenehmigungen nach §§ 15, 16 BImSchG) zusammengefasst sind, sind bei der Emissionsberichterstattung zu berücksichtigen, besonders also Anlagenteile und Verfahrensschritte sowie Nebeneinrichtungen im Sinne von § 2 Abs. 2 Nr. 1 und 2 TEHG.

3.2. Inhalte und Struktur des jährlichen Emissionsberichts

In Anhang 2 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) sowie im Abschnitt 8 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 werden konkrete Anforderungen an den Inhalt der zu berichtenden Emissionsdaten beschrieben. So sind u. a. die folgenden Informationen und Daten im Emissionsbericht erforderlich:

- Angaben zur Anlage und zum Betreiber der Anlage (Name, Anschrift, Ansprechpartner einschließlich Kontaktdaten, Genehmigungsnummer der Anlage),
- Art und Anzahl der in der Anlage durchgeführten Tätigkeiten gemäß Anhang I TEHG sowie die entsprechenden Codes für die Berichterstattungssysteme des Common Reporting Formats für nationale Treibhausgasinventare (CRF) und des Europäischen

- Angaben zu den Gesamtemissionen aller Emissionsquellen und/oder Stoffströme, dem gewählten Ansatz (Berechnung oder Messung), zu gewählten Ebenen sowie gegebenenfalls zur gewählten Methode, zu den Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren, Zusammensetzungsdaten und Umsetzungsfaktoren,
- Proxywerte für den durchschnittlichen jährlichen unteren Heizwert, falls sich Emissionsfaktoren für Brennstoffe auf Masse oder Volumen und nicht auf den Energiegehalt beziehen,
- bei Anwendung eines Massenbilanzansatzes: Angaben zu den Massenströmen, dem Kohlenstoff- und Energiegehalt eines jeden Brennstoff- und Materialstroms in die oder aus der Anlage einschließlich Änderungen des Lagerbestands,
- bei kontinuierlicher Emissionsmessung (Anhang XII Monitoring Leitlinien 2008-2012): Angaben zu den fossilen CO₂-Jahresemissionen sowie alle CO₂-Emissionen aus der Verwendung von Biomasse, ergänzend hierzu Übermittlung von Proxywerten für den durchschnittlichen jährlichen unteren Heizwert und Emissionsfaktor für die einzelnen Brennstoffe oder andere relevante Parameter für Materialien und Produkte, die durch flankierende Berechnung bestätigt wurden,
- bei Zurückgreifen auf ein Fall-back-Konzept: ergänzende Proxywerte zu jedem Parameter, für den das Konzept die gemäß den Anhängen I bis XI Monitoring Leitlinien 2008-2012 erforderlichen Daten nicht erbringt,
- bei Einsatz von Brennstoffen, jedoch Berechnung der Emissionen als Prozessemissionen: ergänzende Proxywerte zu den diesbezüglichen Variablen der Standardemissionsberechnung von Verbrennungsemissionen für diese Brennstoffe
- Angaben zu zeitweiligen oder dauerhaften Änderungen in Bezug auf das gewählte Ebenenkonzept, Beginn, Ende und Gründe für die zeitweiligen Änderungen,
- Angaben zu allen anderen Änderungen, die während des Berichtsjahres an der Anlage vorgenommen wurden und für den Emissionsbericht von Bedeutung sind,
- Informationen in Form so genannter Memo-Items zu eingesetzter Biomasse, zu weitergeleitetem CO₂ und zu inhärentem CO₂, welches die Anlage als Teil eines Brennstoffs verlässt,
- Angaben zu eingesetzten Abfallarten gemäß der Klassifikation des europäischen Abfallverzeichnisses und zu den Emissionen, die aus ihrem Einsatz als Brenn- oder Einsatzstoff entstehen.

- Bei Abweichen von den Ebenenanforderungen nach Monitoring Leitlinien 2008-2012 oder bei Inanspruchnahme von Erleichterungen der Monitoring Leitlinien 2008-2012 ist dies im Emissionsbericht zu vermerken.

In Abschnitt 14 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 werden darüber hinaus konkrete Vorgaben zum Berichtsformat gemacht. So wird in Form verschiedener Tabellen - etwa zur Darstellung der Emissionen aus der Verbrennung, der Prozessemissionen oder zu den Memo-Items - die erforderliche Struktur zur Darstellung der zu berichtenden Daten und Informationen aufgezeigt.

3.3. Die elektronische Berichterstattung

Zur technischen Unterstützung der elektronischen Berichterstattung kommen zwei Basiskomponenten der Initiative „BundOnline 2005“ zum Einsatz: das Formular-Management-System (FMS) und die Virtuelle Poststelle (VPS).

3.3.1. Das Formular-Management-System (FMS)

Die DEHSt hat in der 1. Zuteilungsperiode gemeinsam mit Experten der Länder ein Fachkonzept zur CO₂-Emissionsberichterstattung erarbeitet, auf dem die CO₂-Berichterstattungssoftware FMS aufbaut. Für die 2. Zuteilungsperiode wurde das FMS an die geänderten Anforderungen der Monitoring Leitlinien 2008-2012 angepasst.

Die Nutzung des FMS bietet dem Anlagenbetreiber - nicht zuletzt wegen der fachlichen Abstimmung zwischen DEHSt und Ländern - die Sicherheit, dass die damit erstellten Berichte mit den Anforderungen des TEHG und der Monitoring Leitlinien 2008-2012 übereinstimmen.

Das Formular-Management-System ermöglicht dem Anlagenbetreiber wegen seines modularen Aufbaus eine effiziente Erhebung der erforderlichen Emissionsdaten. Die in die Erfassungssoftware integrierten Formulare sind in Abbildung 1 vereinfacht zusammengestellt.

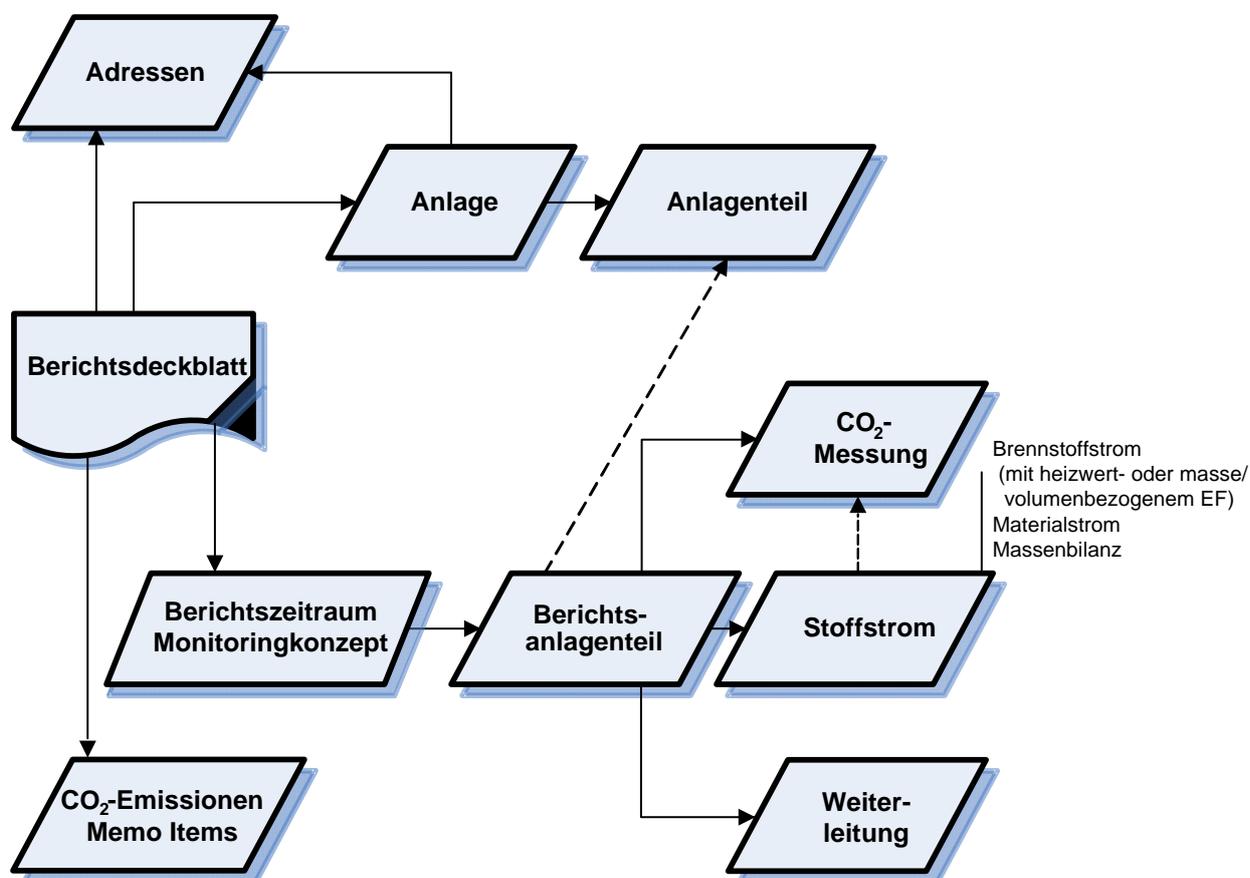


Abbildung 1: Formulare der Emissionsberichterstattung

Stammdaten aus den Emissionsberichten 2007 oder den Zuteilungsanträgen für die 2. Zuteilungsperiode können importiert werden. Um den Änderungen in den Monitoring Leitlinien 2008-2012 Rechnung zu tragen, ist es allerdings nicht möglich, über die Stammdaten hinaus Angaben aus den Emissionsberichten 2007 in Emissionsberichte 2008 zu importieren. Ab dem 2. Berichtsjahr der 2. Zuteilungsperiode (2009) wird - analog zur 1. Zuteilungsperiode - ein erweiterter Import möglich sein, der u. a. die Angaben zur Beschreibung der Stoffströme, zu den Monitoringkonzepten und weitere Angaben zur Anlage umfassen wird. Variable Angaben - zu Mengen, Stoffströmen, Produktionsdaten, Ergebnissen von CO₂-Messungen, Berichtszeiträumen und Prüfungen der sachverständigen Stelle - werden nicht übernommen.

Neben der direkten Eingabe der Daten ermöglicht es die Software Anlagenbetreibern auch, Daten aus internen Datenmanagementsystemen zu importieren. Das [XML-Schema](#) zur Beschreibung dieser Schnittstelle sowie die erforderlichen Begleitdokumente sind auf den Internetseiten der DEHSt verfügbar.

Wie bisher unterstützt das FMS die unterschiedlichen Rollen der Anwender: Anlagenbetreiber und sachverständige Stellen arbeiten zeitversetzt am selben Emissionsbericht. Die Eingaben des Anlagenbetreibers und die Bearbeitungsvermerke der sachverständigen Stellen stehen dem jeweils anderen Rollenpartner jedoch nur lesend zur Verfügung. Das Rollenkonzept ermöglicht einen einfachen Datenaustausch zwischen Anlagenbetreiber und sachverständiger Stelle durch die Weitergabe des Bearbeitungsrechts am jeweiligen Emissionsbericht.

Das [Formular-Management-System](#) sowie das zugehörige [Benutzerhandbuch](#) stehen auf den Internetseiten der DEHSt zur Verfügung.

3.3.2. Virtuelle Poststelle (VPS)

Elektronisch kommuniziert wird wie bisher über die Virtuelle Poststelle (VPS). Mit relativ geringen technischen Anforderungen können damit alle Akteure vertraulich und rechtssicher miteinander kommunizieren. Die zentrale Betriebsführung der VPS erfolgt durch die DEHSt. Der Versand von Nachrichten ist mit und ohne Signatur möglich. Sachverständige Stellen und Betreiber müssen allerdings aufgrund der notwendigen Rechtsverbindlichkeit mit einer qualifizierten elektronischen Signatur arbeiten. Dabei ist eine mehrfache Schachtelung von signierten Nachrichten erforderlich, beispielsweise muss der Betreiber den von ihm signierten Datensatz mit der Signatur der sachverständigen Stelle (nach Testaterteilung) an die Landesbehörde versenden. In der Regel werden die Landesbehörden ohne Signaturkarte arbeiten, denn der Datensatz wird von den Landesbehörden nicht verändert, sondern allenfalls durch einen Dateianhang ergänzt, der das Ergebnis der stichprobenartigen Prüfung dokumentiert.

Die zur Kommunikation über die VPS erforderliche [VPS-Postfachsoftware](#) steht in der jeweils aktuellen Version auf den Internetseiten der DEHSt zur Verfügung.

3.3.3. Signatur

Die Anwenderdokumentation für das elektronische Postfach enthält Hinweise zum zwingend erforderlichen Signieren des Prüfberichts durch die sachverständige Stelle sowie zur Übermittlung des verifizierten Emissionsberichts an den Betreiber. Die [aktuelle Version](#) steht auf den Internetseiten der DEHSt zur Verfügung.

3.4. Vollständigkeit des Emissionsberichts

Zu einer vollständigen Berichterstattung gehören neben der vollständigen Erfassung aller Quellen und Stoffströme der Anlage und deren Abbildung im Emissionsbericht auch folgende Dokumente:

- das anlagenspezifische Monitoringkonzept,
- die behördliche Genehmigung des Monitoringkonzepts,
- gegebenenfalls weitere Nachweisdokumente (z. B. Angaben zur Rückrechnung, vgl. Kapitel 7.6)

sowie der Prüfbericht der sachverständigen Stelle mit einem gültigen Testat.

Das anlagenspezifische Monitoringkonzept muss nur dann wieder zusammen mit dem Emissionsbericht eingereicht werden, wenn es im Berichtsjahr geändert wurde (u. a. bei emissionsrelevanten Änderungen der Anlage wie z. B. einer Kapazitätserweiterung).

Die sachverständige Stelle überprüft, ob sämtliche im Bericht für die jeweilige Anlage als Pflichtangaben abgefragten Daten eingetragen und alle erforderlichen Nachweisdokumente beigelegt wurden. Nur wenn Felder im FMS nicht als Pflichtangaben gekennzeichnet sind, darf der Betreiber von der Eingabe seiner Daten absehen. Fehlen verlangte Angaben, gilt der Bericht als lückenhaft und darf von der sachverständigen Stelle nicht bestätigt werden. Die Prüfung muss zurückgestellt werden, bis der Betreiber die Angaben ergänzt hat.

3.5. Einzelne Aspekte des Emissionsberichts

3.5.1. Berichts- und Abgabepflicht beim Wechsel des Betreibers einer Anlage

Der neue Betreiber muss der zuständigen Landesbehörde den Betreiberwechsel unverzüglich anzeigen. Mit dem Wechsel des Betreibers einer Anlage übernimmt der neue Betreiber die Berichts- und Abgabepflichten ab dem Beginn des Kalenderjahres, in dem der Betreiberwechsel stattgefunden hat (vgl. § 4 Abs. 10 S. 2 TEHG). Der neue Betreiber einer Anlage muss demnach die CO₂-Emissionen des Übernahmejahres berichten und eine entsprechende Anzahl Emissionsberechtigungen abgeben, sofern vor dem Betreiberwechsel die Berichterstattung und Abgabe nicht bereits durch den alten Betreiber erfolgt sind. Eine auf verschiedene Betreiber aufgeteilte Verantwortung für die Erfüllung der Berichts- und Abgabepflicht sieht das Gesetz

nicht vor. Getrennte Berichte für die gleiche emissionshandelspflichtige Anlage dürfen daher nicht abgegeben werden.

Den elektronischen Emissionsbericht in mehrere Berichtszeiträume innerhalb des Berichtsjahres zu unterteilen, ist wegen eines Betreiberwechsels nicht erforderlich.

3.5.2. Änderung des Monitoringkonzepts im Berichtsjahr

Änderungen des Monitoringkonzepts müssen im jährlichen Emissionsbericht so dargestellt und erläutert werden, dass die erhobenen Emissionsdaten, die Überwachungsmethode und die zugrunde liegenden Genauigkeitsanforderungen deutlich erkenn- und nachvollziehbar sind. Zur Erforderlichkeit und den Voraussetzungen einer Änderung des Monitoringkonzepts (auch während eines Berichtsjahres) vgl. Kapitel 2.6.

Änderungen im Monitoringkonzept im Berichtsjahr können dazu führen, dass eine Aufteilung des Emissionsberichts in zwei oder mehr Berichtszeiträume erforderlich ist. Das ist der Fall, wenn sich im Berichtsjahr die Genauigkeitsanforderungen an die Überwachung der Emissionsdaten für die Anlage insgesamt ändern und/oder ein Wechsel der Überwachungsmethode erfolgt ist. Ersteres gilt beispielsweise, wenn sich durch eine Kapazitätserweiterung oder -verringerung die CO₂-Gesamtemissionen der Anlage so stark ändern, dass dies einen Wechsel in der Spalte A, B oder C der Tabelle 1 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 zur Folge hat. Ein Wechsel der Überwachungsmethode liegt z. B. vor, wenn CO₂-Emissionen, die zuvor - ganz oder teilweise - aus den Stoffströmen berechnet worden sind, nunmehr mittels kontinuierlicher Messung ermittelt werden.

Im FMS kann der Emissionsbericht, d. h. das betreffende Kalenderjahr, in Berichtszeiträume unterteilt werden. Für jeden Berichtszeitraum ist dann ein Formular „Berichtszeitraum“ nötig. Auf den Formularen müssen die Felder „Berichtszeitraum von“ und „bis“ entsprechend ausgefüllt werden. Diese Möglichkeit sollte jedoch nur in den oben beschriebenen Fällen genutzt werden.

Beziehen sich Änderungen im Monitoringkonzept lediglich auf einzelne Stoffströme - etwa den Wechsel eines Brennstoffs oder Materials -, bedarf es keiner Unterteilung des Emissionsberichts. Das gilt auch, wenn Stoffströme oder Kapazitätsänderungen entfallen oder hinzukommen, sich die Genauigkeitsanforderungen an die Anlage insgesamt dadurch aber nicht

ändern. Die Änderungen müssen im Emissionsbericht lediglich abgebildet und gegebenenfalls durch Begleitdokumente erläutert werden.

Änderungen, die die Genauigkeitsanforderungen oder die Überwachungsmethode eines Stoffstroms betreffen – etwa der Austausch eines Messgeräts im Berichtsjahr und dadurch bedingte Änderungen der Genauigkeit –, sind durch Aufnahme eines zusätzlichen Stoffstroms im Emissionsbericht abzubilden (Formular „Brennstoffstrom oder Materialstrom). So wird im Emissionsbericht eindeutig dargelegt, welche Verbrauchsmengen und stoffspezifischen Parameter mit welcher Genauigkeit und Überwachungsmethode berichtet werden.

Zum Umgang mit Abweichungen von genehmigten Monitoringkonzepten vgl. Kapitel 2.7.

3.5.3. Umgang mit Nachweislücken und Schätzungen

Liegen zu einzelnen Angaben keine oder nur lückenhafte Nachweise vor (z. B. ungenügende Anzahl von Messwerten oder Analysen, fehlende Analyse einer Charge, keine auswertbare Rückstellprobe), werden die Angaben unter Berücksichtigung geeigneter Analogien geschätzt. Nachweise gelten immer dann als lückenhaft, wenn die Zuverlässigkeit von Angaben nicht mit der erforderlichen hohen Gewissheit festgestellt werden kann.

Die Schätzung nimmt der Anlagenbetreiber vor. Sie ist von der sachverständigen Stelle zu bestätigen. Schätzungen müssen konservativ erfolgen (vgl. Abschnitt 2 (2) d Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012), d. h. auf Basis aller zur Verfügung stehenden Informationen **muss sichergestellt sein**, dass die ausgewiesenen CO₂-Mengen nicht unterhalb der tatsächlichen CO₂-Emissionen liegen. Unsicherheiten gehen zu Lasten des Anlagenbetreibers. Gelangt die sachverständige Stelle zu dem Ergebnis, dass die Schätzung fehlerhaft ist, etwa weil die genannten Grundsätze nicht beachtet wurden, muss der Anlagenbetreiber diese unter Beachtung der Hinweise der sachverständigen Stelle korrigieren.

Welche Schätzmethode gewählt wird, bestimmt sich nach den Umständen des Einzelfalls. Soweit möglich sollten mehrere alternative Methoden angewandt werden, um die Belastbarkeit des letztlich angesetzten Ergebnisses zu untermauern. Auf diese Weise kann unter Umständen auch der Nachweis erbracht werden, dass die geforderte Ebene dennoch eingehalten wurde. Scheitert dieser Nachweis, sind konservative Werte heranzuziehen oder entsprechende Aufschläge vorzunehmen. Das Beispiel in Tabelle 2 zeigt ein mögliches Vorgehen.

Tabelle 2: Beispielhafter, konservativer Ansatz zur Schätzung der Emissionsmenge

max. zulässige Unsicherheit	1,5 %
tatsächliche Unsicherheit	5 %
gemessene Menge	100.000 t
Aufschlag (= gemessene Menge x (tatsächliche Unsicherheit - max. zulässige Unsicherheit) /100)	3.500 t
Menge im Emissionsbericht	103.500 t

In jedem Fall einer Nachweislücke oder Schätzung müssen Betreiber und sachverständige Stelle deutlich auf ihr Vorgehen bzw. ihre Bewertung hinweisen und diese in Emissions- (ggf. durch anhängen eines zusätzlichen Dokumentes) und Prüfbericht (Formular „Verifizierung“, Textfeld „Ergänzende Hinweise“) nachvollziehbar erläutern.

3.5.4. Anlagen ohne CO₂-Emissionen im Berichtsjahr

Anlagenbetreiber, deren Anlage im Berichtsjahr keine Emissionen verursacht hat, können dies auf dem Deckblatt des elektronischen Emissionsberichts in einem separaten Feld (Textfeld „Die Anlage hat im Berichtszeitraum keine Emissionen verursacht“) dokumentieren und den Bericht der sachverständigen Stelle zur Prüfung übermitteln. Dabei müssen zumindest die Formulare „Deckblatt“, „Anlage“ und „Adressdaten“ ausgefüllt sein. Ebenfalls auf dem Deckblatt bestätigt die sachverständige Stelle, dass die Angaben zutreffen und die Anlage im Berichtszeitraum keine CO₂-Emissionen verursacht hat. Auf dem Formular Verifizierung (Textfeld „Ergänzende Hinweise“) muss sie die Ursache erläutern.

Im Register ist für diese Anlage durch die sachverständige Stelle eine 0 (Null) in das Feld „geprüfte Emissionen“ einzutragen.

3.5.5. Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse

Die DEHSt und die beteiligten Landesbehörden sind in vollem Umfang zum Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen sowie personenbezogener Daten verpflichtet, der durch datenschutzrechtliche und strafrechtliche Bestimmungen verbürgt wird. Anlagenbetreiber können ihren Emissionsberichten einen Anhang beifügen, in dem sie Informationen, die ihrer Auffassung nach als Geschäfts- oder Betriebsgeheimnis zu betrachten sind, formlos beschreiben.

3.6. Eintrag der geprüften Emissionen ins Register (VET-Eintrag)

Den Eintrag der geprüften Emissionen ins Register nimmt ab 2009 (für das Berichtsjahr 2008) nicht mehr die Registerverwaltung, sondern die sachverständige Stelle vor. Damit der Eintrag durchgeführt werden kann, muss zunächst der erste oder zweite Kontobevollmächtigte eines Anlagenkontos die Anlage im Register einer sachverständigen Stelle zuordnen. Nach erfolgter Zuordnung ist die sachverständige Stelle berechtigt, den Eintrag der geprüften Emissionen in die im Register enthaltene Tabelle der geprüften Emissionen (Verified Emissions Table, VET) ab 2009 (Berichtsjahr 2008) und für folgende Berichtsjahre vorzunehmen. Erfolgt der Eintrag nicht bis spätestens zum 31. März, sperrt die Registerverwaltung das Konto solange, bis der Eintrag erfolgt ist. Änderungen eines vorhandenen Eintrags sind ab dem 1. Mai des Folgejahres nur durch die Registerverwaltung möglich. Eintragungen können von der sachverständigen Stelle bis 30. April des Jahres geändert werden.

Jede sachverständige Stelle benennt der Registerverwaltung über die Virtuelle Poststelle der DEHSt unter Verwendung des hierfür vorgesehenen PDF-Formulars mindestens einen Bevollmächtigten für den Eintrag der geprüften Emissionen in die VET gemäß Art. 23 Abs. 3 in Verbindung mit Art. 51 Abs. 1 EG-Registerverordnung. Das entsprechende PDF-Formular steht auf der Internetseite des Deutschen Emissionshandelsregisters unter <http://www.register.dehst.de/> zur Verfügung. Der Nutzernamen und das Passwort werden den Bevollmächtigten zusammen mit dem Verfahren zur erstmaligen Anmeldung im Register schriftlich mitgeteilt.

Ist der Bericht des Betreibers bei der Prüfung gemäß Anhang V der Richtlinie 2003/87/EG als zufriedenstellend eingestuft, trägt die berechtigte sachverständige Stelle oder der Bevollmächtigte die geprüften Emissionen in den Abschnitt der Tabelle für geprüfte Emissionen ein, der für die betreffende Anlage und das betreffende Jahr vorgesehen ist.

Die Registerverwaltung kann den Eintrag der geprüften Jahresemissionen in die „Tabelle der geprüften Emissionen“ unterbinden, bis die zuständige Behörde den von den Betreibern gemäß Art. 14 Abs. 3 der Richtlinie 2003/87/EG für diese Anlage vorgelegten verifizierten Emissionsbericht erhalten und die Registerverwaltung angewiesen hat, den Eintrag der geprüften Jahresemissionen zuzulassen.

Notwendige Änderungen der geprüften Emissionen infolge einer Prüfung der Emissionsberichte, werden nach Art. 51 Abs. 2 der EG-Registerverordnung von der Registerverwaltung in die Tabelle der geprüften Emissionen eingetragen. Die Eintragung wird dem Kontoinhaber unverzüglich mitgeteilt.

Weitere Informationen zu diesem Verfahren und zum Umgang mit dem Deutschen Emissionshandelsregister finden Sie in dem Nutzerhandbuch unter http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Register/REG_Nutzerhandbuch.html

4. DURCHSETZUNG DER BERICHTS- UND ABGABEPFLICHT

In Abschnitt 5 des TEHG sind Sanktionen vorgesehen, falls der Anlagenbetreiber seiner Berichts- und Abgabepflicht gemäß TEHG nicht nachkommt. Sie dienen dazu, die entsprechenden Pflichten durchzusetzen.

4.1. Kontosperrung

Der Anlagenbetreiber muss nach § 5 TEHG bis zum 1. März einen Emissionsbericht bei der zuständigen Landesbehörde vorlegen. Diese Behörde leitet den Emissionsbericht bis spätestens 31. März an die DEHSt weiter. Hat der Anlagenbetreiber den Emissionsbericht nicht rechtzeitig vorgelegt, so dass der Bericht nicht bis zum 31. März bei der DEHSt eingegangen ist, oder entspricht dieser nicht den Anforderungen des § 5 TEHG, ist die DEHSt gemäß § 17 TEHG befugt, das Konto des Anlagenbetreibers zu sperren. Dem Anlagenbetreiber ist dann kein Handel mit Emissionsberechtigungen möglich. Die Sperrung wird erst aufgehoben, wenn ein den gesetzlichen Anforderungen entsprechender Bericht vorliegt oder die Schätzung der Emissionen durch die DEHSt erfolgt ist. Die Abgabe von Berechtigungen ist weiterhin möglich.

Die sachverständige Stelle muss bis zum 31. März die geprüften Emissionen im Register für die Anlage eingetragen haben, ansonsten erfolgt ebenfalls die Sperrung des Kontos. Das bedeutet, dass keine Transaktionen von diesem Konto aus auf andere Konten veranlasst werden können, mit Ausnahme einer Abgabetransaktion. Eingehende Transaktionen sind weiterhin möglich. Die Sperrung wird aufgehoben, sobald die geprüften Emissionen eingetragen wurden.

4.2. Sanktionsverfahren

Werden die Berechtigungen nicht rechtzeitig zum 30. April eines Jahres abgegeben oder nicht in der Höhe, die den tatsächlichen Emissionen entspricht, setzt die DEHSt gem. § 18 TEHG eine Zahlungspflicht von 100 Euro je fehlender Berechtigung fest. Eine Abgabepflichtverletzung kann ihre Ursache auf in einem zwar verifizierten, aber fehlerhaften Emissionsbericht haben.

Um zu ermitteln, ob die Zahl der abgegebenen Berechtigungen den tatsächlichen Emissionen der Anlage entspricht, werden die Emissionsberichte behördlicherseits geprüft. Sind zur Sachverhaltsermittlung Auskünfte des Betreibers erforderlich, werden diese von der Behörde im Rahmen eines Anhörungsverfahrens angefordert. In der Regel ist eine neuerliche Verifizierung der korrigierten Angaben des Anlagenbetreibers notwendig.

Korrigiert der Betreiber seinen fehlerhaften Bericht nicht im Laufe des Anhörungsverfahrens, muss die DEHSt seine Emissionen schätzen. Die Schätzung ist gemäß § 18 Abs. 2 TEHG **unwiderlegliche** Basis für die Entscheidung über die Erfüllung der Abgabepflicht (und damit auch über die Höhe evtl. Sanktionen nach § 18 Abs. 1 TEHG).

Sowohl hinsichtlich der Nachforderung als auch der Festsetzung einer Zahlungspflicht ist der DEHSt kein Ermessen eingeräumt. Hat sie eine Abgabepflichtverletzung festgestellt, muss sie diese unabhängig von der Höhe der offenen Forderung verfolgen. Von der Festsetzung einer Zahlungspflicht darf die DEHSt nur absehen, wenn der Anlagenbetreiber seiner Abgabepflicht auf Grund höherer Gewalt nicht nachkommen konnte. Die von der Rechtsprechung definierten Bedingungen, unter denen höhere Gewalt angenommen werden kann, sind streng. Regelmäßig wird eine Abgabepflichtverletzung daher zur Festsetzung einer Zahlungspflicht führen. Die DEHSt ist aufgrund der strikten Vorgaben des § 18 TEHG verpflichtet, ggf. auch länger zurückliegende Abgabepflichtverletzungen zu ahnden.

Gegen einen im Sanktionsverfahren ergehenden Bescheid steht dem Anlagenbetreiber der Rechtsweg offen. Im Übrigen ist er verpflichtet, die fehlenden Berechtigungen bis zum 31. Januar des auf den Erlass des Sanktionsbescheides folgenden Jahres - Frist wurde verkürzt! - abzugeben. Kommt er auch dieser Pflicht nicht nach, kürzt die DEHSt die nächste Ausgabe von Emissionsberechtigungen entsprechend.

Weder der korrigierte Emissionsbericht noch die Schätzung heilen eine Abgabepflichtverletzung. Auch wenn der Anlagenbetreiber einen korrigierten Emissionsbericht nachreicht, kann es daher zur Festsetzung einer Zahlungspflicht kommen. Der Anlagenbetreiber bleibt auch dann zur Abgabe der fehlenden Emissionsberechtigungen verpflichtet, wenn eine Zahlungspflicht festgesetzt wurde. Er muss dann die fehlenden Berechtigungen abgeben und die festgesetzte Zahlung leisten.

4.3. Bußgeldverfahren

Bei der Prüfung des Emissionsberichts kann die zuständige Behörde gemäß § 21 Abs. 2 TEHG u. a. Auskünfte und Unterlagen beim Anlagenbetreiber anfordern und Zutritt zum Grundstück verlangen. Das Zuwiderhandeln ist nach § 19 TEHG eine Ordnungswidrigkeit, für die ein Bußgeld von bis zu 50.000 Euro verhängt werden kann.

TEIL 2: SPEZIELLE ANFORDERUNGEN AN DIE EMISSIONSBERICHTERSTATTUNG

5. GRUNDLAGEN ZUR ERMITTLUNG UND PRÜFUNG VON STOFFMENGEN UND STOFFDATEN

5.1. Mess- und Analysedaten

Die im Folgenden dargestellten Grundlagen definieren übergreifende Vorgaben, die im Hinblick auf Mess- und Analysedaten für die Emissionsberichterstattung nach § 5 TEHG zu beachten sind.

Der jährliche Emissionsbericht für eine Anlage beruht auf zahlreichen individuell ermittelten Daten: zum Beispiel Stoffmengen, unteren Heizwerten und Kohlenstoffgehalten von Brennstoffen und Materialien oder der CO₂-Konzentration des Abgases und des Abgasvolumens einer Anlage.

Bei individuell ermittelten Mess- und Analysedaten relevant sind insbesondere

- die Qualifikation der messenden oder analysierenden Institutionen und Personen,
- die tatsächlich genutzten Mess- und Analysemethoden einschließlich Probenahme,
- die tatsächlich vorhandenen Mess- und Analysegeräte sowie
- die ermittelten Mess- und Analyseergebnisse und die daraus resultierenden Angaben im Emissionsbericht

entsprechend der Vorgaben der Monitoring Leitlinien 2008-2012 und der Festlegungen im anlagenspezifischen Monitoringkonzept für die Berichterstattung. Demnach prüft die sachverständige Stelle Mess- und Analysedaten auch nach den Anforderungen des Kapitels 2, insbesondere des Kapitels 2.7. Dabei ist insbesondere auch zu prüfen, ob die Messungen oder Analysen den im Monitoringkonzept oder den Monitoring Leitlinien 2008-2012 beschriebenen Verfahren und den damit verbundenen Unsicherheiten entsprechen.

Weitere Informationen zur Probenahme und Analyse von Brennstoffdaten, einschließlich üblicher Normen, sind [Anhang 2](#) zu entnehmen. Eine Übersicht zum gesetzlichen Messwesen

mit Informationen zu Unsicherheiten (Fehlergrenzen) und der Eichgültigkeitsdauer geeichter Mengenummessungen enthält [Anhang 3](#).

Ist Anhang 2 Teil I Nr. 3 TEHG nicht einschlägig (vgl. Kapitel 2.3) und sehen die Monitoring Leitlinien 2008-2012 eine tätigkeitsspezifische Bestimmung der Stoffparameter gemäß Abschnitt 13 Anhang I vor, ist im Monitoringkonzept das konkrete Vorgehen bei der Probenahme und Analyse des Stoffs (Probenahme- und Analysenkonzept) zu beschreiben. Das gilt nach Abschnitt 13.4 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 auch für die Bestimmung des biogenen Kohlenstoffgehalts.

Für die Analysehäufigkeit von Stoffen genügt ein Verweis auf die Anwendung der Tabelle 5 Abschnitt 13.6 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 nicht. Nur wenn der Anlagenbetreiber nachweisen kann, dass die Einhaltung der 1/3-Unsicherheit technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßig hohen Kosten führt, kann die zuständige Behörde die Anwendung der Tabelle 5 genehmigen (mehr zu Probenahmemethoden und Analysehäufigkeit siehe [FAQ Nr. 47](#)).

5.1.1. Qualifikation der messenden oder analysierenden Institution

Die Monitoring Leitlinien 2008-2012 stellen in Abschnitt 13 Anhang I Anforderungen an die Bestimmung tätigkeitsspezifischer Daten und Faktoren, die auch detaillierte Anforderungen an die Qualifikation der messenden oder analysierenden Institution mit einschließen (vgl. Abschnitt 13.5). Diese Anforderungen gelten verbindlich, wenn für die jeweiligen Tätigkeiten in den für sie maßgeblichen Anhängen der Monitoring Leitlinien 2008 - 2012, auf Abschnitt 13 Anhang I verwiesen wird (vgl. auch [FAQ Nr. 10](#)).

Werden Messungen, Kalibrierungen und Analysen von einem nach DIN EN ISO 17025 akkreditierten Prüf- oder Kalibrierlabor durchgeführt, ist sicherzustellen, dass sich die Akkreditierung des Labors tatsächlich auf die im Monitoringkonzept der Anlage genannten Normen oder Prüfbereiche bezieht.

Werden Messungen, Kalibrierungen oder Analysen von Institutionen vorgenommen, die keine Akkreditierung nach DIN EN ISO 17025 besitzen, ist eine hinreichende Qualität der Messung oder Analyse durch Validierung und jährliche Vergleichsuntersuchung entsprechend der Vorgaben der Abschnitte 13.5.2 und 13.5.3 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 sicherzustellen.

In der Regel treten bei Vergleichsuntersuchungen mit verschiedenen Prüflaboratorien Differenzen im Messergebnis bei gleichen Brennstoffen oder Materialien auf. Falls bei den Ergebnissen des nicht akkreditierten und des akkreditierten Labors Unterschiede festgestellt werden, müssen diese geklärt werden. In jedem Fall muss sichergestellt sein, dass die Emissionen der Anlage nicht unterschätzt werden. Erforderlichenfalls muss der Anlagenbetreiber für alle maßgeblichen Daten des betreffenden Jahres in seinem Emissionsbericht eine konservative Anpassung (vgl. Kapitel 3.5.3) vornehmen. Fälle, bei denen in der Vergleichsuntersuchung statistisch signifikante Unterschiede zwischen den Analyseergebnissen festgestellt werden, müssen der zuständigen Behörde angezeigt werden. (vgl. FAQ [Nr. 10](#) und FAQ [Nr. 12](#))

Zu den Ergebnissen der jährlichen Vergleichsuntersuchung (gegebenenfalls auch der Validierung) sowie einer gegebenenfalls erforderlichen konservativen Anpassung der Daten nimmt die sachverständige Stelle im Prüfbericht Stellung (vgl. Formular „Verifizierung“, Textfeld „Stellungnahme zum Qualitätssicherungssystem des Betreibers“).

5.1.2. Mess- und Analysemethoden

Bezüglich der Verwendung von Mess- und Analysemethoden ist neben der Normenhierarchie der Monitoring Leitlinien 2008-2012 (vgl. FAQ [Nr. 42](#)) darauf zu achten, dass der Anwendungsbereich der jeweiligen Norm auch mit der konkreten Anwendung bei der Emissionsermittlung übereinstimmt. Eine Auflistung typischer in Betracht kommender Normen für Brennstoffe ist dem Leitfaden als [Anhang 2](#) beigelegt.

Sofern nach einem Branchenanhang der Monitoring Leitlinien 2008-2012 Messungen oder Analysen nach den Leitlinien der Industrie zur bewährten Praxis möglich sind, ist zu prüfen, ob das genutzte Verfahren tatsächlich der bewährten und in einer Leitlinie formulierten Industriepraxis entspricht (Formular „Verifizierung“, Textfeld „ergänzende Hinweise“).

5.1.3. Mess- und Analysegeräte

Nach Abschnitt 10.3.2 Anhang 1 Monitoring Leitlinien 2008-2012 muss ein Anlagenbetreiber sicherstellen, dass alle verwendeten Messeinrichtungen im Hinblick auf die Risiken der Datenerhebung und Datenverwaltung in regelmäßigen Abständen kalibriert, justiert und kontrolliert werden. Mess- und Analysegeräte sind anhand von Messstandards zu kontrollieren, die auf international anerkannten Standards - so vorhanden - beruhen. Auf das Ergebnis dieser

Kontrollen geht die sachverständige Stelle im Prüfbericht ein (vgl. Formular „Verifizierung“, Textfeld „Stellungnahme zum Qualitätssicherungssystem des Betreibers“). Dies gilt auch, wenn für Teile von Messeinrichtungen alternative Kontrollen durch die zuständige Behörde genehmigt wurden.

Bei der Prüfung entsprechend der Anforderungen in Kapitel 2 muss die sachverständige Stelle insbesondere bewerten, ob die im Monitoringkonzept der Anlage beschriebene Messunsicherheit der Messgeräte unter den vor Ort gegebenen Einbau- und Umgebungsbedingungen mit den im Monitoringkonzept angegebenen Messunsicherheiten übereinstimmen. Hierbei sind gegebenenfalls auch die Messgeräte mit zu berücksichtigen, die zur Korrektur von Messgrößen (z. B. Druck, Temperatur, Feuchte, bei Erdgas Mengenumwertung) zum Einsatz kommen. Entsprechendes gilt bezüglich der Unsicherheiten für die Probenahme und Analyse von Stoffdaten (vgl. FAQ [Nr. 47](#) und Abschnitt 13.6 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012).

Bei Messgeräten sowie Mess- und Analyseeinrichtungen, die nicht vom Anlagenbetreiber selbst betrieben werden, prüft die sachverständige Stelle die Durchführung der Maßnahmen zur Kontrolle der Qualität der Messergebnisse, wie sie im Monitoringkonzept beschrieben wurden. Als Nachweise hierzu können z. B. Eich- oder Kalibrierprotokolle des Lieferanten, Akkreditierungsurkunden oder vertraglich fixierte Abrechnungsgrundlagen herangezogen werden (vgl. FAQ [Nr. 11](#)).

Konnten im Berichtszeitraum Genauigkeitsanforderungen aus technischen Gründen beispielsweise durch Ausfall oder Austausch von Mess- und Analysegeräten vorübergehend nicht eingehalten werden (vgl. Kapitel 2.5), wird die für diesen Zeitraum ersatzweise durchgeführte Ermittlung der Messgrößen mit besonderer Sorgfalt geprüft. Dabei sind auch die Unsicherheiten und Ebenenzuordnungen zu beachten, die sich aus der gewählten Methode für den betreffenden Zeitraum ergeben.

Solche ersatzweise angewendeten Methoden können beispielsweise die Schätzung einer Brennstoffmenge auf Basis von Brennstoffverbrauch und Produktion eines baugleichen Kessels oder der vorübergehende Betrieb eines anderen Messgeräts mit einer größeren Unsicherheit sein. Die Abweichung von der genehmigten oder nach Monitoring Leitlinien 2008-2012 erforderlichen Ebene bzw. Messunsicherheit sowie die tatsächlich erreichte Ebene müssen dokumentiert (vgl. Abbildung eines zusätzlichen Stoffstroms in Kapitel 3.5.2) und von der

sachverständigen Stelle bestätigt werden (Formular „Verifizierung“, Textfeld „In den folgenden Fällen entsprechen Daten nicht den Festlegungen im Monitoringkonzept oder nicht den Anforderungen der Monitoring Leitlinien“ und z. B. Formular „Brennstoffstrom“, Auswahlfeld „Die Berichterstattung erfolgte gemäß den gewählten Ebenen“). Sofern Angaben für diesen Zeitraum geschätzt werden müssen, gelten die Vorgaben in Kapitel 3.5.3).

5.1.4. Mess- und Analyseergebnisse

Zur Berichterstattung werden alle vorhandenen, einzelnen Mess- und Analyseergebnisse (z. B. Analysenprotokolle) sowie die dazugehörige Dokumentation (z. B. tabellarische Zusammenstellung und Auswertung der Analysenprotokolle) herangezogen. Der Anlagenbetreiber stellt der sachverständigen Stelle alle zur Verifizierung erforderlichen Mess- und Analyseergebnisse sowie Dokumentationen zu Verfügung.

Eine stichprobenartige Prüfung von Mess- und Analyseergebnissen durch die sachverständige Stelle kann entsprechend der Vorgaben des Kapitels 11.2 erfolgen. Bei der Ermittlung von Art und Umfang der Stichprobe ist darauf zu achten, dass z. B. für Brennstoff- und Materialströme mit heterogener oder stark schwankender Zusammensetzung oder für Brennstoff- und Materialströme mit Biomasseanteilen die Stichprobe hinreichend groß gewählt werden muss, um eine ausreichende Prüfungssicherheit zu erlangen. Dies gilt insbesondere bei Mess- und Analyseergebnissen von Brennstoff- oder Materialströmen, die als emissionsstarke Quellen eingestuft sind.

Bei der Zusammenstellung von Mess- und Analyseergebnissen sowie bei den hieraus resultierenden Angaben im Emissionsbericht ist besonderes zu achten auf

- die rechnerische Richtigkeit der Auswertung,
- die richtige Übertragung der Angaben in den Emissionsbericht,
- die richtige Zuordnung der Angaben im Emissionsbericht zum jeweiligen Brennstoff- oder Materialstrom oder der jeweiligen Charge eines Stoffstroms.

Bei Mess- und Analysedaten muss sichergestellt sein, dass alle Angaben für einen Brennstoff- oder Materialstrom den gleichen Bezugszustand haben. Wird die Stoffmenge auf die Originalsubstanz (ohne Abzug von Wasser- oder Ascheanteilen) oder den Rohzustand zum Zeitpunkt ihrer Mengemessung angegeben, ist darauf zu achten, dass die Stoffdaten, wie beispielsweise Heizwert oder Kohlenstoffgehalt, mit dem gleichen Bezug anzugeben sind.

Sofern die Mengenbestimmung an trockenem Material vorgenommen wird, müssen auch die Stoffdaten auf den Trockenzustand bezogen angegeben werden.

Auch auf eine richtige Umrechnung von Mess- und Analysedaten - ggf. unter Verwendung zusätzlicher Kenngrößen (z.B. Druck, Temperatur) - in die erforderlichen Basiseinheiten für die Emissionsberichterstattung (t, 1000 Nm³, GJ) ist zu achten. Hierzu zählt auch, dass bei Umrechnungen die korrekte Bezugsgröße zu berücksichtigen ist (z.B. zur Berechnung eines gewichteten heizwertbezogenen Emissionsfaktors [t/GJ] ist die korrekte Bezugsgröße die Energiemenge [GJ] und nicht die Masse [t]).

Nach Abschnitt 13.6. Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 findet der jeweilige Stoffparameter nur auf die Lieferperiode oder die Brennstoff- und Materialcharge Anwendung, für die er repräsentativ sein sollte. Eine Mittelwertbildung für den Jahreswert auf Basis von einzelnen Analyseergebnissen wird daher nach der jeweiligen Stoffmenge gewichtet vorgenommen, für die das einzelne Analyseergebnis repräsentativ ist.

Von der sachverständigen Stelle soll zur Plausibilitätskontrolle von Mess- und Analysedaten auch die Übereinstimmung verschiedener Datenquellen geprüft werden, z. B. durch Vergleich von Angaben der Buchhaltung mit Produktionsdaten, Vergleich mit spezifischen Kennzahlen, Zeitreihen, Planzahlen, nationalen oder internationalen Referenzwerten und Literaturangaben. Sofern Vergleichsanalysen durchgeführt werden (z. B. Bestimmung des unteren Heizwerts bei Brennstofflieferant und -käufer) sollen auch diese Ergebnisse von der sachverständigen Stelle herangezogen und auf Übereinstimmung geprüft und bewertet werden. Ist im Monitoringkonzept kein konkretes Verfahren zum Umgang mit Abweichungen zwischen derartigen Vergleichsanalysen festgelegt, werden die Vorgaben in Kapitel 5.1.1 entsprechend angewendet.

Bei der Prüfung von Analyseergebnissen ist auch zu beachten, dass eine Zusammenstellung und Auswertung von Analysen so erfolgt, dass die betreffenden Stoffdaten immer aus den gleichen Proben (Chargen) bestimmt wurden. Eine rechnerische Verknüpfung von unteren Heizwerten und Kohlenstoffgehalten, die aus unterschiedlichen Proben ermittelt wurden, zur Ermittlung eines individuellen Emissionsfaktors ist nicht zulässig. Gleiches ist auch bei der Bildung von Mittelwerten zu beachten.

Besonderes Augenmerk sollte Brennstoff- oder Materialströmen zukommen, deren Stoffdaten im Berichtszeitraum deutlichen Schwankungen unterliegen oder nicht mit genormten Analysenmethoden ermittelt wurden.

5.2. Stoffe mit Biomasseanteilen, reine Biomasse und Abfälle

Für Abfälle, Stoffe mit Biomasseanteilen und gegebenenfalls auch für reine Biomasse (zum Nachweis der Reinheit) ist in der Regel eine individuelle Ermittlung von Stoffdaten erforderlich (vgl. auch Kapitel 5.1).

5.2.1. Stoffe mit Biomasseanteilen

Werden bei Brennstoff- oder Materialströmen biogene Kohlenstoffgehalte (FMS: „Biomasseanteil“) angegeben, muss der Anlagenbetreiber die Art und Weise der Ermittlung des biogenen Kohlenstoffgehalts nachweisen und die Herleitung der Angaben transparent erläutern (gegebenenfalls beizufügendes Dokument). Zu prüfen ist insbesondere, ob der im elektronischen Emissionsbericht angegebene, biogene Kohlenstoffgehalt dem Verhältnis von biogenem zum gesamten Kohlenstoffgehalt entspricht. Im Emissionsbericht werden der biogene Kohlenstoffgehalt („Biomasseanteil“) und der Emissionsfaktor, der den gesamten Kohlenstoffgehalt berücksichtigt, angegeben (vgl. Hinweise im [FMS-Benutzerhandbuch](#)).

Unabhängig davon, ob biogene Kohlenstoffgehalte auf Basis von Analysen oder Schätzungen (vgl. Abschnitt 13.4 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012) ermittelt wurden, sollten von der sachverständigen Stelle verschiedene, für die Prüfung der Plausibilität nutzbare Informationen herangezogen werden, z. B.:

- die Ermittlungsgrundlage für die Zuteilungsentscheidung, bisherige Emissionsberichterstattung,
- Ergebnisse von Kontrollmessungen mittels unterschiedlicher Methoden,
- geeignete Literaturangaben,
- Angaben des Lieferanten (z. B. zu Herkunft, Zusammensetzung, Herstellungs-, Aufbereitungsverfahren, Produktspezifikation, Deklarationsanalysen, vertraglich vereinbarte Qualitäten),
- Stellungnahmen der analysierenden Institution, Expertengutachten,
- Anforderungen zur Qualitätssicherung entsprechend der Liefervereinbarung,
- Rücksprachen z. B. mit Lieferant, Hersteller, analysierender Institution,
- Berücksichtigung von Erfahrungswerten aus bisherigen Prüfungen.

Da Analysen des biogenen Kohlenstoffgehalts erst seit kurzem etabliert und die Analysemethoden teilweise noch nicht genormt sind, soll die sachverständige Stelle Angaben zum biogenen Kohlenstoffgehalt eingehend prüfen und sicherstellen, dass keine Überschätzung des biogenen Kohlenstoffgehalts erfolgt.

Wurde der biogene Kohlenstoffgehalt auf Basis von Analyseergebnissen ermittelt, sind von der sachverständigen Stelle getroffene Maßnahmen zur Qualitätssicherung und -überwachung bei der Probenahme und Analyse zu berücksichtigen. Dies beinhaltet u. a. eine Prüfung, ob der analysierte Stoff auch im Anwendungsbereich der Methode enthalten ist und ob Analyseergebnisse nicht infolge erheblicher Schwankungen die Ableitung eines repräsentativen Werts in Frage stellen. Die sachverständige Stelle muss darauf achten, dass eine nachvollziehbare, ausführliche Dokumentation vorliegt, in der die Methode und die Ergebnisse dargestellt sowie Unsicherheiten und Fehler der angewandten Methode bewertet werden. Abgesehen von den Vorgaben in Kapitel 5.1.1 sollte im Hinblick auf die Qualifikation der analysierenden Institution berücksichtigt werden, ob z. B. durch spezielle Zulassungen oder einschlägige Referenzen eine ordnungsgemäße Durchführung der Probenahme und Analyse gewährleistet ist (z. B. Prüflabore der Bundesgütegemeinschaft Sekundärbrennstoffe e.V.).

Bei Verwendung der „Methode der selektiven Lösung“ ist vor allem darauf zu achten, ob zur Qualitätssicherung der Probenahme und der Analyseergebnisse eine Fremdüberwachung durchgeführt wurde und sichergestellt ist, dass keine vom Anwendungsbereich dieser Methode ausgeschlossenen Stoffe (Proben) analysiert wurden. U. a. darf diese Methode nicht für Brennstoffe genutzt werden, die auch Torf, Stein- oder Braunkohle enthalten. Bei Brennstoffen und Materialien mit Aschegehalten von mehr als zehn Prozent muss bei Nutzung dieser Methode auch geprüft werden, ob der Aschegehalt bei der Ermittlung des biogenen Kohlenstoffgehalts zutreffend berücksichtigt wurde. Da unter dem Begriff „C14-Methode“ in Teilbereichen unterschiedliche Probenahme- und Analysemethoden zusammengefasst sind, ist auf eine ausführliche Dokumentation der genutzten Methode durch den Betreiber zu achten, z. B. Informationen zur Probenahme und -aufbereitung, zur radiometrischen Messtechnik, zur C14-Referenzkonzentration in der Atmosphäre. Auch hier muss ausgeschlossen sein, dass der analysierte Brennstoff- oder Materialstrom z. B. Torf enthält.

Weitere Informationen zur Probenahme und Analyse von Stoffen mit Biomasseanteilen enthält auch [Anhang 2](#).

5.2.2. Reine Biomasse

Entsprechend der Vorgaben der Monitoring Leitlinien 2008-2012 (Abschnitt 2 Nr. 4 (g) Anhang I) gilt Biomasse nur dann als „rein“, wenn der Kohlenstoff zu mindestens 97 Prozent biogen ist. Nur reine Biomasse im Sinne dieser Definition darf auf Grundlage einer ebenenunabhängigen Schätzmethode berichtet werden. Beim Einsatz reiner Biomasse weist der Betreiber der sachverständigen Stelle nach, dass dieser Stoff die Vorgaben der Monitoring Leitlinien 2008-2012 tatsächlich einhält (gegebenenfalls Begleitdokument zum Emissionsbericht). Dies gilt auch für Stoffe, die nach Abschnitt 12 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 in Gruppe 1 oder 2 eingeordnet werden können, da beispielsweise Klärschlämme und Altholzchargen unter Umständen erhebliche Anteile fossiler Stoffe enthalten können (z. B. Kohle bei Klärschlämmen, Kunststoffe bei Althölzern, Klebstoffe bei Spanplatten). Für Stoffe dieser beiden Gruppen kann der Nachweis der Reinheit auch durch eine „Sichtkontrolle“ erfolgen, sofern hierdurch visuell oder geruchlich eine Verunreinigung mit anderen Stoffen ausgeschlossen werden kann.

Werden Biomasse und Stoffe mit Biomasseanteilen eingesetzt, sind sie auch dann getrennt zu berichten, wenn sie vor ihrem Einsatz vermischt werden. Bei solchen Gemischen handelt es sich um getrennt zu berichtende Stoffe und nicht um reine Biomasse im Sinne der Monitoring Leitlinien 2008-2012, auch dann nicht, wenn das Gemisch einen biogenen Kohlenstoffgehalt von 97 Prozent oder höher aufweist.

Auch reine Biomasse-Stoffströme müssen im Emissionsbericht abgebildet werden (vgl. Besonderheiten bei kontinuierlicher Kohlendioxid-Messung in Kapitel 6.3).

Zu beachten ist, dass auch fossile Verunreinigungen 3 % ausgewiesen und bei der Bestimmung der jährlichen Emissionsmenge berücksichtigt werden müssen. Das folgt aus Abschnitt 5.2 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012:

„CO₂-Emissionen aus fossilen Verunreinigungen in Brennstoffen und Materialien, die als reine Biomasse angesehen werden können, werden als Teil des Biomasse-Stoffstroms mitgeteilt und können nach ebenenunabhängigen Verfahren geschätzt werden.“

5.2.3. Abfälle

Beim Einsatz von Abfällen werden im Emissionsbericht auch die zugehörigen Abfallschlüsselnummern angegeben (vgl. Abschnitt 8 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012) und die Vorgaben in Kapitel 6.2.1 beachtet.

6. ANGABEN IM EMISSIONSBERICHT IM EINZELNEN

Im Emissionsbericht bestätigt die sachverständige Stelle die Richtigkeit aller Angaben und überprüft, ob diese Daten vollständig mitgeteilt wurden. Angaben im Emissionsbericht dürfen – im Gegensatz zu den zugehörigen Nachweisen – nicht nur stichprobenartig geprüft werden (vgl. Kapitel 11.2).

6.1. Zuordnung und Beschreibung der Anlage

6.1.1. Betriebszeitraum und CO₂-emissionsrelevante Änderungen der Anlage

Die sachverständige Stelle bestätigt, dass die Anlage (Formular „Anlage“) oder Anlagenteile (Formular „Anlagenteil“, sofern vorhanden) im Berichtszeitraum in dem vom Betreiber genannten Umfang betrieben wurden. In diesem Zusammenhang sollte zur Plausibilisierung auch ein Abgleich mit der Genehmigungssituation erfolgen (einschließlich eines Abgleichs zwischen den nach BImSchG genehmigten und tatsächlich eingesetzten Stoffen). Im Hinblick auf den Betriebszeitraum ist auch zu prüfen, ob einzelne Anlagenteile im Berichtszeitraum neu in Betrieb genommen oder vorübergehend außer Betrieb genommen oder stillgelegt worden sind.

Im Berichtsjahr an der Anlage vorgenommene CO₂-emissionsrelevanten Änderungen werden im Formular „Anlagenteil“ aufgezeigt. Neben der Wieder-Inbetriebnahme von zeitweise nicht betriebenen, der Inbetriebnahme von neuen oder der Stilllegung von Anlagenteilen können dies auch baulich-technische, verfahrenstechnische oder genehmigungsrechtliche Änderungen sein. Die CO₂-emissionsrelevanten Änderungen sollten vor allem dann ausführlich und nachvollziehbar beschrieben werden (gegebenenfalls unter Beifügung von Nachweisen), wenn die Änderungen und ihre Ursachen nicht erkennbar aus den Angaben und der Struktur der Emissionsdaten selbst hervorgehen.

Die Emissionen während des Probetriebs sind ebenfalls zu berichten.

Gleiches gilt für Änderungen hinsichtlich der Anlagensituation, die sich im Berichtszeitraum gegenüber der letzten Zuteilungsentscheidung für die zweite Zuteilungsperiode ergeben haben.

6.1.2. Angaben zur Tätigkeit

Im Hinblick auf den Begriff „Tätigkeiten“ ist auf die Differenzierung zwischen den Tätigkeiten nach Anhang 1 TEHG (Formulare „Beschreibung der Anlage“ und „Berichtsanlagenteil“) und den Monitoring Leitlinien 2008-2012 (z. B. Formular „Materialstrom“) zu achten. In Tabelle 3 sind die tätigkeitsspezifischen Anhänge II bis XI der Monitoring Leitlinien 2008-2012 den Tätigkeiten nach Anhang 1 TEHG zugeordnet.

Tabelle 3: Tätigkeiten nach Anhang 1 TEHG und Anhängen Monitoring Leitlinien 2008-2012

Tätigkeit	Anhang I TEHG	Tätigkeitsspezifischer Anhang der Monitoring Leitlinien 2008-2012
Energie	I bis V	II
Raffinerien	VI	III
Kokereien	VII	IV
Sinteranlagen	VIII	V
Eisen/Stahl	IX, IXa, IXb	VI
Zement	X	VII
Kalk	XI	VIII
Glas	XII, XIIa	IX
Keramik	XIII	X
Zellstoff/Papier	XIV, XV	XI
Propylen/Ethylen	XVI	II
Rußanlagen	XVII	II
Abfackeln von gasförmigen Stoffen auf See oder in See-/Land-Übergabestationen	XVIII	II

Neben den tätigkeitsspezifischen Anhängen der Monitoring Leitlinien 2008-2012 unterscheidet Tabelle 1 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 zudem weitere so genannte Tätigkeiten - bestimmte Prozesse und/oder CO₂-Ermittlungsmethoden - innerhalb der tätigkeitsspezifischen Anhänge, z. B. Anhang II: „Verbrennung - Massenbilanzansatz für Ruß erzeugende Anlagen“. Bei der Berichterstattung sind diese Tätigkeiten für jeden Stoffstrom anzugeben (Stoffstrom-Formular, Angabe „Tätigkeit nach Tabelle 1 Monitoring Leitlinien“).

Grundsätzlich verlangen die Monitoring Leitlinien 2008-2012, dass die CO₂-Emissionen einer Anlage tätigkeitsspezifisch berichtet werden; d. h. wird in einer emissionshandlungspflichtigen

Anlage mehr als eine Tätigkeit gemäß Anhang I EH-RL¹ durchgeführt, werden die CO₂-Emissionen getrennt nach den Tätigkeiten nach Anhang 1 TEHG ermittelt und im Emissionsbericht dargestellt. Dies bedeutet gleichzeitig auch, dass Emissionen, die innerhalb einer Anlage aus verschiedenen Quellen resultieren, aber ein und derselben Tätigkeit nach Anhang 1 TEHG zuzuordnen sind, in aggregierter Form für die jeweilige Tätigkeit berichtet werden können. Gehören beispielsweise zum Anlagenumfang einer Raffinerie oder einer Anlage in der Papierindustrie Energieanlagen, die den Nummern I bis III Anhang 1 TEHG zuzuordnen sind, ist für die Produktions- und Energieanlagen eine getrennte tätigkeitsspezifische Berichterstattung erforderlich. Für jede Tätigkeit nach Anhang 1 TEHG muss im FMS mindestens ein Formular „Berichtsanlagenteil“ angelegt und eine Tätigkeit ausgewählt werden (Formular „Berichtsanlagenteil“, Auswahlfeld „Tätigkeit nach Anhang 1 TEHG“). Diesen Berichtsanlagenteilen werden die entsprechenden Stoffströme zugeordnet. Dies gilt auch, wenn es sich dabei um eine einheitliche Anlage nach § 25 TEHG handelt.

Eine Ausnahme für das oben beschriebene Vorgehen besteht für Kokereien, Sinteranlagen und Anlagen zur Herstellung (und Weiterverarbeitung) von Roheisen und Stahl als Teile von integrierten Hüttenwerken. Wenn sich die immissionsschutzrechtliche Genehmigung auf ein gesamtes Hüttenwerk bezieht, können die CO₂-Emissionen auch in der Überwachung und Berichterstattung bei Anwendung eines Massenbilanzansatzes für das gesamte Werk betrachtet werden. Dies gilt auch, wenn es sich dabei um eine einheitliche Anlage nach § 25 TEHG handelt (vgl. Anhang 2 TEHG Nr. 4). In FMS werden in diesem Fall die Emissionen unter der Tätigkeit „Einheitliche Anlage nach VII - IX“ zusammen gefasst (Formular „Zusammenfassung der Kohlendioxid-Emissionen“).

6.1.3. Zuordnung der Anlage

Für die erstmalige Berichterstattung in der zweiten Handelsperiode müssen alle Angaben zur Klassifizierung (z. B. 4. BImSchV-Nr., NACE-Code) der Anlage neu angegeben werden (Formular „Beschreibung der Anlage“). Dabei sollte geprüft werden, ob die bisher verwendeten Angaben immer noch zutreffend sind. Neben Änderungen in den Kategorien für die Berichterstattung nach Abschnitt 15 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 wurde beispielsweise auch die frühere Klassifikation der Wirtschaftszweige (NACE-Codes) am 01.01.2008 durch eine

¹ Im Rahmen des CO₂-Emissionsberichts werden die Angaben auf Grundlage der in Deutschland verbindlichen Differenzierung nach TEHG erfragt. Für die Berichterstattung gegenüber der Europäischen Kommission überführt die DEHSt die Angaben ggf. in die nach EH-RL differenzierten Tätigkeiten.

überarbeitete Fassung mit zahlreichen Änderungen abgelöst. In FMS ist die ab 2008 gültige Klassifizierung hinterlegt. Eine Gegenüberstellung der bisherigen und der neuen Klassifizierung ist in [Anhang 4](#) abgebildet.

Es sind die seit 01.01.2008 gültigen Klassifikationen der Wirtschaftszweige (Wz2008 oder NACE-Codes) hinterlegt. Für die Anlage ist der Wirtschaftszweig des Betreibers anzugeben. Dient die Anlage mehreren Betreibern oder hat der Betreiber mehrere wirtschaftliche Ausrichtungen, ist derjenige NACE-Code auszuwählen, der dem wirtschaftlichen Schwerpunkt des wirtschaftlich dominierenden Betreibers entspricht. Die Angaben zum NACE-Code sollten - soweit möglich - mit der Angabe übereinstimmen, die der Betreiber an das Statistische Bundesamt übermittelt (z.B. ProdGewStatG). Sofern die Anlage von einer Tochtergesellschaft betrieben wird, deren alleinige Funktion der Anlagenbetrieb ist, so ist der NACE Code der Muttergesellschaft anzugeben. Betreibt ein Automobilhersteller z.B. eine eigene Energieerzeugungsanlage, ist der NACE-Code für die „Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenmotoren“ (NACE Code 29.10) anzugeben und nicht der NACE-Code für eine Energieanlage (zu den Besonderheiten im Zusammenhang mit der Berechtigung zur Verifizierung von Emissionsberichten siehe Kapitel 10.1). Entsprechend soll für jede Anlage - im Gegensatz zur bisherigen Berichterstattung - nur ein NACE-Code angegeben werden.

Die sachverständige Stelle muss bei der Bestätigung dieser Angaben insbesondere auf die richtige Zuordnung der Anlage (gegebenenfalls auch Auswahl mehrerer Klassifikatoren) achten und die Angaben mit der tatsächlichen Anlagensituation und der BImSchG-Genehmigung abgleichen.

Sofern frühere fehlerhafte Angaben (z. B. falsche 4. BImSchV-Nr.) im Emissionsbericht erstmalig korrigiert werden, sollte darauf hingewiesen werden (Formular „Verifizierung“, Textfeld „Ergänzende Hinweise“).

6.1.4. Angaben zu Anlagenkapazität und Produktion

Enthält der Emissionsbericht auch freiwillige Angaben zur Kapazität und Produktion der Anlage (Formular „Angaben zur Anlagenkapazität/Produktion“), kann der Anlagenbetreiber entscheiden, ob diese Angaben von der sachverständigen Stelle geprüft werden sollen (z. B. Produktionsdaten von Energieanlagen). Werden freiwillige Angaben des Betreibers im Emissionsbericht nicht geprüft, muss die sachverständige Stelle darauf hinweisen (Auswahl von „nicht geprüft“ für das Auswahlfeld „Die Angaben zur Anlagenkapazität/Produktion sind ...“).

6.2. Angaben zu Brennstoff- und Materialströmen

Sind Angaben zu Brennstoff- oder Materialströmen auf Grundlage von Mess- und Analysedaten ermittelt worden, sind für die Prüfung die Vorgaben des Kapitels 5.1 zu beachten. Bei einer Ermittlung von Angaben zu Brennstoff- oder Materialströmen auf Grundlage von Schätzungen erfolgt die Prüfung nach den in Kapitel 3.5.3 dargestellten Maßgaben. Beim Einsatz von Abfällen, Stoffen mit Biomasseanteilen und reiner Biomasse sind die Vorgaben des Kapitels 5.2, insbesondere für die Prüfung von Emissionsfaktoren, zu beachten.

Die aus den Emissionen der Brennstoff- und Materialströme resultierenden Gesamtemissionen im Berichtsjahr sowie die Angaben zu den Memo-Items zur Weiterleitung und zum Einsatz von Biomasse muss die sachverständige Stelle bestätigen (Deckblatt und Formular „Zusammenfassung der Kohlendioxid-Emissionen“).

6.2.1. Stoffchargen

Es ist darauf zu achten, dass keine Chargen unterschiedlicher Brennstoffe oder Materialien gemeinsam berichtet werden (vgl. FAQ [Nr. 41](#)). Im Hinblick auf die anzustrebende Transparenz und Richtigkeit der Überwachung und Berichterstattung (vgl. Abschnitte 3 und 8 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012) müssen Stoffströme grundsätzlich getrennt voneinander berichtet und für jeden Brennstoff ein eigenes FMS-Formular ausgefüllt werden. Gleichartige Stoffströme innerhalb einer Anlage und einer Tätigkeit können aggregiert werden. So ist beispielsweise die Zusammenfassung gleicher Kohlesorten in die in Anhang 1 ZuV 2012 genannten Kategorien, die in unterschiedlichen Blöcken eines Kraftwerks eingesetzt werden, zulässig. Bei der Prüfung muss in diesen Fällen darauf geachtet werden, dass der Betreiber die aggregierten Angaben nachvollziehbar herleitet und das entsprechende Dokument zur Erläuterung der Herleitung beigefügt ist. Die sachverständige Stelle prüft die Richtigkeit der Zusammenfassung und der Herleitung der aggregierten Angaben. Dies beinhaltet auch einen Abgleich, ob Stoffe für das Zuteilungsverfahren oder die bisherigen Emissionsberichte auf die gleiche Weise zusammengefasst wurden (vgl. auch Kapitel 11.4).

Für den Emissionsbericht nicht zusammengefasst werden dürfen Stoffe, die aufgrund ihrer Herkunft spezifisch unterscheidbare Zusammensetzungen aufweisen. Das gilt sowohl für Brennstoffe und Materialien die von außerhalb der Anlage bezogen werden als auch für die in dem Betrieb selbst erzeugten (Produktions-)Reststoffe. Brennstoffe und Materialströme, die erst vor Verbrennung oder Verarbeitung vermengt werden, müssen nach den Komponenten vor

der Mischung getrennt berichtet werden (z. B. separate Berichterstattung für Abfälle und Kohlen, vgl. auch Kapitel 5.2.2).

6.2.2. Beschreibung der Brennstoff- und Materialströme

Es ist auf eine nachvollziehbare und verständliche Beschreibung der Stoffe zu achten. Dies gilt insbesondere, wenn im FMS nicht gelistete Stoffe ausgewählt wurden („Ersatzwerte“). Ist eine Stoffkategorie in der FMS-Auswahlliste enthalten, ist immer die genauest mögliche Auswahl zu treffen. „Ersatzwerte“ dürfen in diesen Fällen nicht ausgewählt werden (z. B. keine Abbildung von Steinkohle oder aufbereiteten Siedlungsabfällen über „Ersatzwerte“). Abweichungen bei der Stoffkategorisierung gegenüber den vorangegangenen Emissionsberichten (z. B. bezüglich der Nummer und Bezeichnung der Brennstoff- und Materialströme), die nicht auf die Aktualisierung der Stoffkategorien in der FMS-Auswahlliste zurückzuführen sind, sollte der Betreiber kennzeichnen. Gegebenenfalls ist von der sachverständigen Stelle im Prüfbericht darauf hinzuweisen (Formular „Verifizierung“, Textfeld „Ergänzende Hinweise“).

6.2.3. Zuordnung von Brennstoff- und Materialströmen

Bei mehreren Tätigkeiten nach Anhang I TEHG ist darauf zu achten, dass die Zuordnung der Brennstoff- und Materialströme zur jeweiligen Tätigkeit im Emissionsbericht zutreffend dargestellt ist. Im FMS erfolgt die Zuordnung des Stoffstroms zu dem Berichtsanlageanteil, für das die betreffende Tätigkeit nach Anhang 1 TEHG ausgewählt wurde (vgl. auch Kapitel 6.1.2). Schließlich ist der Stoffstrom der richtigen Tätigkeit gemäß Tabelle 1 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 zuzuordnen (Stoffstrom-Formulare, Auswahlfeld „Tätigkeit nach Tabelle 1 Monitoring Leitlinien“).

Werden an einem Standort sowohl emissionshandlungspflichtige als auch nicht emissionshandlungspflichtige Anlagen betrieben (z. B. Lebensmittelindustrie, chemische Industrie, Keramikbranche), ist auf eine sorgfältige Erfassung der Quellen oder Stoffströme der emissionshandlungspflichtigen Anlage und deren korrekte Zuordnung zur emissionshandlungspflichtigen Anlage zu achten, damit sichergestellt ist, dass alle Emissionen der emissionshandlungspflichtigen Anlage vollständig erfasst und berichtet werden.

6.2.4. Genauigkeiten (Ebenen)

Zur Überprüfung der Genauigkeitsanforderungen sind auch die jeweils gewählten Ebenen im Monitoringkonzept anzugeben (Stoffstrom-Formulare, Auswahlfelder „Ebene nach Monitoringkonzept (Gewählte Ebene)“). Von der sachverständigen Stelle sind die Angaben zu

den Ebenen zu bestätigen (Auswahlfeld „Die Angaben zu den Ebenen sind ...“). Erfolgte die Berichterstattung abweichend von den gewählten Ebenen, muss diese erläutert werden (Stoffstrom-Formulare, Auswahlfeld „Die Berichterstattung erfolgte gemäß den gewählten Ebenen?“ und Formular „Verifizierung“, Textfeld „In den folgenden Fällen entsprechen Daten nicht den Festlegungen im Monitoringkonzept ...“, vgl. auch Kapitel 2). Die Vorgaben in Kapitel 3.5.3 und 5.1.3 sind dabei zu beachten.

6.2.5. Einheiten und Nachkommastellen

Alle Angaben zu Brennstoff- und Materialströmen sind im Emissionsbericht in den Basiseinheiten GJ, 1.000 Nm³ und t vorzunehmen. Sofern Einheiten aus Rechnungsunterlagen oder sonstigen spezifischen Betreiberangaben auf die genannten Basiseinheiten umgerechnet werden, prüft die sachverständige Stelle die Art der Umrechnung und die sachlich richtige Anwendung der Umrechnungsfaktoren.

Nach Abschnitt 8 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 sind alle stoffstrombezogenen oder quellenbezogenen Angaben so zu runden, dass die Werte für die Emissionsberechnung in der Berichterstattung nur signifikante Stellen aufweisen.

6.2.6. Fall-back-Konzept

Ist die Ermittlung der Emissionen auf Grundlage eines Fall-back-Konzepts genehmigt, muss das im Emissionsbericht auf dem Formular „Berichtszeitraum und Monitoringkonzept“ in den beiden entsprechenden Feldern angegeben werden. Darüber hinaus wird die jährlich zu aktualisierende Unsicherheitsbewertung beigefügt.

Die sachverständige Stelle nimmt zu den Ergebnissen dieser Unsicherheitsbewertung Stellung (Formular „Berichtszeitraum und Monitoringkonzept“, Auswahlfeld „Stellungnahme zum Monitoringkonzept“).

6.2.7. Stoffmengen

Für die Ermittlung und Angabe von Stoffmengen gelten die Anforderungen in Kapitel 5.1. Eine Übersicht zum „Gesetzlichen Messwesen in Deutschland“ und zu Fehlergrenzen sowie Eichgültigkeitsdauern für ausgewählte Messgeräte enthält [Anhang 3](#) des Leitfadens.

Bei der Angabe von Stoffmengen ist sicherzustellen, dass immer Netto-Angaben verwendet werden, also die tatsächliche Menge des betreffenden Brennstoffs oder Materials, die in der

Anlage im Berichtszeitraum zu CO₂-Emissionen geführt hat. Veränderungen des Lagerbestands und Zu- oder Verkäufe von Brennstoffen oder Materialien sind entsprechend von der Brutto-Angabe abzuziehen.

Bei der Verifizierung eines Emissionsberichts hat die sachverständige Stelle neben der richtigen Zuordnung der Einsatzmengen zu den Brennstoff- und Materialströmen einer Anlage zu prüfen, ob Stoffmengen auch dem Berichtszeitraum zutreffend zugeordnet wurden. Dabei ist sicherzustellen, dass z. B. bei Verschiebungen infolge von zeitlich versetzten Ablesungen oder Lieferungen, die geringfügig vom regulären Beginn oder Ende des Berichtszeitraums abweichen, die lückenlose Erfassung aller Mengen jedenfalls mit Blick auf die gesamte Zuteilungsperiode gewährleistet ist (vgl. Abschnitt 5.4 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012).

Beim Einsatz von Erdgas ist für die Emissionsberichterstattung der Erdgasverbrauch in 1.000 Nm³ und nicht in kWh maßgeblich. Enthält die Erdgasrechnung keine Angabe des berechneten Erdgasvolumens in Nm³, wird der Verbrauch in Nm³ rechnerisch ermittelt. Der auf der Rechnung ausgewiesene Verbrauch in kWh wird dafür durch den auf der Rechnung angegebenen Heizwert geteilt.

Wenn Angaben vorübergehend nicht nach den Anforderungen im Monitoringkonzept oder der Monitoring Leitlinien 2008-2012 erhoben wurden, müssen die Vorgaben in Kapitel 2.5 und 5.1.3 beachtet werden. Beispielsweise führt ein zeitweiser Ausfall eines Erdgas-Mengenwerters bei der Bestimmung des Erdgaseinsatzes zu Datenlücken, da die verbrauchte Erdgasmenge nicht mehr als Normvolumen bestimmt wird. Die in der Ausfallzeit des Mengenumwerters durchgesetzte Erdgasmenge (im Normzustand) muss in solchen Fällen durch Heranziehen von alternativen Druck- und Temperaturmessungen oder durch Berechnung unter Zugrundelegung eines bekannten und langfristig gleichbleibenden Gaszustands auf die Basiseinheit 1.000 Nm³ angepasst werden.

An Standorten, an denen Stoffe sowohl in emissionshandelspflichtigen als auch in nicht emissionshandelspflichtigen Anlagen eingesetzt werden, ist bei der Emissionsberichterstattung zu beachten, dass die im Berichtsjahr am Standort bezogene Brennstoffmenge der Summe der jährlichen Verbräuche an den einzelnen Verbrauchsstellen des Standorts entsprechen muss (vgl. auch Kapitel 6.2.3). In solchen Fällen müssen die für die jährliche Prüfung des Emissionsberichts maßgeblichen Unterlagen (einschließlich Angaben über Einsatzmengen an

nicht emissionshandelspflichtigen Anlagen und Angaben über Unsicherheiten der Stoffmengenermittlung der sachverständigen Stelle komplett zur Verfügung gestellt werden. Differenzen, die bei einem Vergleich der Einsatzmengen mit den Einkaufsmengen auftreten, werden zur Vermeidung der Unterschätzung von Emissionen in konservativer Herangehensweise der emissionshandelspflichtigen Anlage zugeschlagen (vgl. auch Kapitel 3.5.3).

Sofern für kommerzielle Stoffe der Verzicht auf eine Unsicherheitsbetrachtung genehmigt ist (vgl. FAQ Nr. 51, Abschnitt 7.1 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012), da die im Handelsgeschäft geltenden Unsicherheitsanforderungen (Verkehrsfehlergrenzen) die maßgebliche Ebenenanforderung sicherstellen, ist darauf zu achten, dass dies nicht den Nachweis der Unsicherheit für die Lagerhaltung von Stoffen (z. B. Kohlelagerung, Heizöltanks) betrifft. Auf diesen Nachweis kann nicht verzichtet werden, da hier die handelsgeschäftlichen Regelungen nicht zur Anwendung gelangen. Auch bei der Verteilung eines Stoffstroms auf emissionshandelspflichtige und nicht emissionshandelspflichtige Anlagen (Differenzbildung zur Bestimmung der Jahresmenge) kann auf einen Nachweis der Unsicherheit nicht verzichtet werden.

6.2.8. Stoffdaten

Grundsätzlich ist bei Stoffdaten zwischen der Verwendung von „fest definierten Faktoren“ (einheitliche Stoffwerte nach Anhang 1 ZuV 2012, Emissionsfaktoren aus dem nationalen Inventar, IPCC-Daten nach Tabelle 4 Monitoring Leitlinien 2008-2012) und individuell ermittelten Stoffdaten zu unterscheiden. Unter welchen Voraussetzungen die Berichterstattung auf Grundlage von fest definierten Faktoren oder von individuell ermittelten Stoffdaten erfolgt, ist in Kapitel 2.3 erläutert. Bezüglich der Verwendung von „Standardfaktoren“ sind zudem FAQ Nr. 54 und 55 zu beachten.

Für individuell ermittelte Stoffdaten gelten die Vorgaben des Kapitels 5.1. Deutliche Abweichungen von individuell ermittelten Stoffdaten im Emissionsbericht gegenüber den Angaben in früheren Emissionsberichten und bei ansonsten unveränderten Brennstoff- oder Materialströmen sollten im Emissionsbericht nachvollziehbar erläutert werden. Dies schließt eine Stellungnahme der sachverständigen Stelle ein (Formular „Verifizierung“, Textfeld „Ergänzende Hinweise“).

6.2.8.1. Untere Heizwerte

Es muss sichergestellt werden, dass sich Angaben zum Heizwert, insbesondere bei Erdgasen, nicht auf den oberen Heizwert (Brennwert) beziehen. In diesem Zusammenhang müssen vor allem beim Einsatz von gasförmigen Brennstoffen auch die jeweils verwendeten Faktoren zur Umrechnung vom oberen auf den unteren Heizwert im Hinblick auf ihre Plausibilität geprüft werden.

Ist beim Einsatz von Brennstoffen von der zuständigen Behörde genehmigt, dass die Ermittlung der Emissionen nicht auf Basis eines energiebezogenen Emissionsfaktors erfolgt (vgl. Abschnitt 5.5 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012), ist darauf zu achten, dass der Emissionsbericht trotzdem eine Heizwertangabe („Proxywert“², vgl. Kapitel 8 (3) Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012) enthält. Nur in diesen Fällen wird das Formular „Brennstoffstrom (Emissionsfaktor masse-/vol.-bezogen)“ verwendet.

Auch wenn Brennstoffe eingesetzt werden, die Emissionen jedoch als Prozessemissionen berichtet werden, muss ein ergänzender Proxywert für diesen Brennstoff berichtet werden (vgl. Abschnitt 8 (7) Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012). Entsprechendes gilt beim Einsatz reiner Biomasse, bei dem die Heizwertangabe auf Grundlage eines ebenenunabhängigen Ansatzes erfolgen kann.

6.2.8.2. Emissionsfaktoren

Werden Emissionsfaktoren individuell ermittelt (vgl. Kapitel 5.1 und 5.2) ist darauf zu achten, dass zur Berechnung des Emissionsfaktors aus dem Kohlenstoffgehalt und gegebenenfalls dem Heizwert der nach den Monitoring Leitlinien 2008-2012 gültige stöchiometrische Faktor von 3,664 verwendet wird.

Sofern Emissionsfaktoren anhand etablierter Proxy-Werte³ abgeleitet werden dürfen (II - Verbrennung, Ebene 2b), hat die sachverständige Stelle die Ergebnisse der Korrelation, die nach den Anforderungen in Abschnitt 13 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 durchgeführt werden muss, zu prüfen (vgl. Anhang II Monitoring Leitlinien 2008-2012, mindestens 1x jährlich). Dies beinhaltet auch eine Prüfung, ob die vom Anlagenbetreiber

² Bei Proxywerten kann es sich um empirische oder durch anerkannte Quellen untermauerte Werte handeln.

³ Achtung: Für die Ermittlung von Proxywerten nach Anhang II Monitoring Leitlinien gelten andere Anforderungen als für Proxywerte nach Abschnitt 8 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012.

angewandte Korrelation den Anforderungen der guten Ingenieurpraxis entspricht und dass sie nur auf die Proxy-Werte angewandt wurde, für die sie ermittelt wurde. Eine Berechnung des Kohlenstoffgehalts aus dem Heizwert über statistische Methoden zur Ermittlung eines Emissionsfaktors ist grundsätzlich nicht zulässig. Die sachverständigen Stelle muss demnach beachten, dass eine Ableitung des Kohlenstoffgehalts aus dem Heizwert über die statistische Methode nur dann genutzt werden darf, wenn sie bereits der Zuteilungsentscheidung zu Grunde lag (vgl. § 5 Abs. 3 ZuV 20012). In diesem Fall hat die sachverständige Stelle die Erfüllung der in der ZuV 2012 genannten Bedingungen und die Anwendung der in Anhang 2 der ZuV 2012 genannten Formel zu überprüfen.

Die Verwendung masse-/volumenbezogener anstatt heizwertbezogener Emissionsfaktoren bei Brennstoffen zur Ermittlung von Emissionen aus der Verbrennung nach Anhang II Monitoring Leitlinien 2008-2012 ist auf Fälle begrenzt, in denen dem Anlagenbetreiber ansonsten unverhältnismäßig hohe Kosten (vgl. FAQ Nr. 48) entstehen würden (vgl. Abschnitt 5.5 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012). Eine Berichterstattung mit masse- oder volumenbezogenen Emissionsfaktoren ist nur mit ausdrücklicher Genehmigung durch die zuständige Behörde zulässig.

Bei Emissionsfaktoren für Brennstoffe und Materialien mit Biomasseanteilen sind die Anforderungen in Kapitel 5.2 zu beachten.

6.2.9. Kohlenstoffbilanzen

Erfolgt die Berechnung der CO₂-Emissionen ganz oder teilweise mittels Massenbilanzansatz, sind die entsprechenden Stoffströme als Bilanzglieder - Input, Produkte, Output, Lagerbestandsänderung, Weiterleitung - zu kennzeichnen. Für Stoffmengen, Kohlenstoffgehalte, untere Heizwerte und Biomasseanteile der einzelnen Bilanzglieder gelten die Anforderungen der vorherigen Kapitel.

Die sachverständige Stelle muss zusätzlich prüfen, ob die vom Betreiber gewählten Bilanzgrenzen mit den Punkten in Einklang stehen, an denen die Probenahme für die Bestimmung der Kohlenstoffgehalte erfolgt ist. Zudem müssen vor allem die Grenzen der Kohlenstoffbilanz geprüft werden, da durch unterschiedliche Grenzsetzung wesentliche Änderungen am Ergebnis eintreten können. Die sachverständige Stelle muss sich insofern vom Betreiber darlegen lassen, an welchem Ort und zu welcher Zeit Angaben erhoben wurden. In diesem Zusammenhang prüft sie, ob die diesbezüglichen Festlegungen im Monitoringkonzept,

insbesondere Ort der Messung oder Probenahme und Häufigkeiten der Probenahme und Analyse für jeden Brennstoff- und Materialstrom tatsächlich eingehalten wurden.

Bei der Prüfung von Kohlenstoffbilanzen ist darauf zu achten, dass bei der Bilanzierung von Brennstoffen auch untere Heizwerte angegeben werden müssen (vgl. Abschnitt 8 Anhang I Monitoring Leitlinien).

6.3. Kontinuierliche Kohlendioxid-Messungen

Werden CO₂-Emissionen einer Anlage oder eines Anlagenteils auf Grundlage einer kontinuierlichen Emissionsmessung ermittelt, ist darauf zu achten, dass diese Ermittlungsmethode von der zuständigen Behörde genehmigt ist (vgl. Abschnitte 4.2 und 6 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012).

Bezüglich der eindeutigen Zuordnung zu Berichtsanlagenteilen, der Beschreibung der Quelle sowie der erforderlichen Angaben zur Ebeneneinhaltung gelten die Vorgaben in Kapitel 6.2. Das Ergebnis der Messung ist im Formular „Kontinuierliche Emissionsmessung“ als gemessene CO₂-Konzentration (in t CO₂/1.000 Nm³) sowie Abgasvolumen (in 1.000 Nm³) darzustellen. Die daraus resultierende CO₂-Menge wird in FMS automatisch ermittelt.

Die Messung der CO₂-Emissionen muss anhand einer flankierenden Emissionsberechnung bestätigt werden (Ausnahme vgl. Kapitel 7.2). Für diese Berechnung gelten die Vorgaben in Kapitel 6.2. Im FMS sind die Stoffströme, für die die flankierende Berechnung vorgenommen wurde, auf den jeweiligen Stoffstromformularen durch Angabe der Nummer der Quelle zu markieren, an der laut Angabe auf dem Formular „Kontinuierliche Emissionsmessung“ die Messung durchgeführt wurde. Für die flankierende Berechnung gelten hinsichtlich des zu wählenden Ebenenkonzepts dieselben Bestimmungen wie für die Ermittlung der Emissionen durch Berechnung.

Wird in der Anlage oder dem Anlagenteil, in dem Emissionen auf Grundlage einer kontinuierlichen Emissionsmessung ermittelt werden, reine Biomasse eingesetzt, ist für die flankierenden Berechnung darauf zu achten, dass sie nicht mit einem Emissionsfaktor von Null, sondern mit einem Emissionsfaktor bezogen auf den gesamten Kohlenstoffgehalt und einem Biomasseanteil berichtet wird (vgl. Vorgehen bei Stoffen mit Biomasseanteilen in Kapitel 5.2.1).

Zur gesamten CO₂-Messung und zur flankierenden Berechnung einschließlich der Unsicherheitsanalyse des Betreibers muss die sachverständige Stelle eine ausführliche Stellungnahme abgeben (vgl. Formular „Kontinuierliche Emissionsmessung“, Textfeld „Stellungnahme zur gesamten CO₂-Messung ...“). In diesem Zusammenhang sind sowohl Messverfahren und Messeinrichtungen zur Ermittlung der CO₂-Konzentration als auch zur Ermittlung des normierten Volumenstroms an der jeweiligen Quelle zu beurteilen. Im Hinblick auf die flankierende Berechnung muss die sachverständige Stelle auf die richtige Zuordnung der betreffenden Brennstoff- oder Materialströme zur gemessenen Kohlendioxidquelle achten, damit Doppelzählungen und Lücken vermieden werden.

Die sachverständige Stelle muss zudem darauf achten, dass nur kontinuierliche Emissionsmessungen im Sinne der Monitoring Leitlinien 2008-2012, jedoch keine anderen Ermittlungsmethoden über das Formular „Angaben zu Kohlendioxid-Messungen“ abgebildet werden.

6.4. Weiterleitung von Kohlendioxid und Kuppelgasen

6.4.1. Kuppelgase (Gichtgas, Konvertergas, Kokereigas)

Werden von einer Anlage Kuppelgase weitergeleitet, werden diese als Weiterleitung bilanziert und von den Emissionen der erzeugenden Anlage abgezogen. Für die Bilanzierung der Weiterleitungsmenge wird im Massenbilanzansatz auf die im Kuppelgas enthaltene, gesamte Kohlenstoffmenge abgestellt. Für die Berichtspflicht nach Art. 21 der Emissionshandelsrichtlinie werden weitergeleitete Kohlendioxid-Emissionen zusätzlich zum Massenbilanzansatz berichtet. Dabei ist zu differenzieren, ob die Weiterleitung an emissionshandelspflichtige Anlagen oder an nicht emissionshandelspflichtige Anlagen erfolgte. Die in Kuppelgasen enthaltene Kohlendioxidmenge ist zudem als inhärentes Kohlendioxid als Teilmenge zu berichten (vgl. Abschnitt 8 (2) Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012). Diese Menge darf tatsächlich nur den im Kuppelgas enthaltenen Anteil an Kohlendioxid umfassen, andere Kohlenstoffverbindungen (z. B. Kohlenmonoxid) dürfen nicht in Ansatz gebracht werden.

Das Formular „Weiterleitung von Kohlendioxid“ ist für weitergeleitete Kuppelgase auch dann auszufüllen, wenn diese in einer Massenbilanz als Weiterleitung berichtet werden. In diesem Fall ist im Formular die Weiterleitungsmenge als „nicht abzugsfähig“ zu kennzeichnen. Für jede Anlage, an die Kuppelgase weitergeleitet werden, muss ein eigenes Formular angelegt werden.

Eine Ausnahme gilt, wenn die erzeugende Anlage in ein fremdes Gasnetz einspeist und die auf die einzelnen Abnehmer entfallenden Mengen nicht ermittelt werden können.

6.4.2. Weitergeleitetes CO₂

Nach Nr. 5.7 Anhang 1 Monitoring Leitlinien 2008-2012 darf weitergeleitetes CO₂ von den Gesamtemissionen der Anlage nur dann abgezogen werden, wenn hierfür eine Genehmigung durch die zuständige Behörde vorliegt.

Im Formular „Weiterleitung von Kohlendioxid“ ist dann die konkrete Art der Weiterleitung (z. B. „reines CO₂, das als Kohlensäure Getränken beigesetzt wird“ oder „CO₂, das in Produkten oder als Einsatzmaterial für die chemische und Zellstoffindustrie eingesetzt und gebunden wird (z. B. für Harnstoff oder gefällte Karbonate)“) auszuwählen und beschreiben.

Dabei ist darauf zu achten, dass als weitergeleitete Menge nur die tatsächlich im Produkt eingebundene CO₂-Menge, z. B. aber nicht die gesamte, weitergeleitete Rauchgasmenge angegeben ist. In Fällen, in denen ein Teil des weitergeleiteten CO₂ aus Biomasse generiert wurde oder wenn eine Anlage nur zum Teil emissionshandelspflichtig ist, prüft die sachverständigen Stelle, ob der Anlagenbetreiber die CO₂-Mengen abgezogen hat, die entweder aus fossilen Brennstoffen und Materialien oder aus nicht emissionshandelspflichtigen Teilen der Anlage stammen.

Wurde die Masse des jährlich weitergeleiteten CO₂ oder Karbonats mit einer maximalen Unsicherheit von mehr als 1,5 Prozent, direkt oder indirekt über die Produkte, bestimmt, müssen die Anforderungen im Kapitel 3.5.3 entsprechend eingehalten werden.

Außerdem ist im Emissionsbericht anzugeben, an welche Anlagen weitergeleitet wurde und ob diese Anlagen emissionshandelspflichtig sind. Für jede Anlage, an die CO₂ weitergeleitet werden, ist ein eigenes Formular nötig.

7. BRANCHENSPEZIFISCHE ANFORDERUNGEN

Neben den branchenspezifischen Anforderungen sind die in den vorherigen Kapiteln beschriebenen Vorgaben zu beachten.

7.1. Energieanlagen (Anhang 1 Nr. I bis V TEHG)

7.1.1. Brennstoffe

Für die Angabe brennstoffbezogener Daten wird grundsätzlich das FMS-Formular „Brennstoffstrom (Emissionsfaktor heizwertbezogen)“ verwendet, in das ein heizwertbezogener Emissionsfaktor ($t\ CO_2/GJ$) eingetragen wird (vgl. Kapitel 6.2). Nur wenn eine entsprechende Genehmigung vorliegt, wird das FMS-Formular „Brennstoffstrom (Emissionsfaktor masse-/vol.-bezogen)“ verwendet. Auch hier sind Angaben zum Heizwert des Brennstoffs erforderlich (vgl. Kapitel 6.2).

Die Anwendung eines Massenbilanzansatzes (Bilanz der Kohlenstoffgehalte von Materialinput und -output, Formular „Massenbilanzglied“) ist für die Emissionsberichterstattung von Energieanlagen nicht zulässig.

Eine Rückrechnung der Tätigkeitsdaten aus Produktionsmengen und Anlagenwirkungsgrad (z. B. auf Basis der DIN 1942 „Abnahmeversuche an Dampferzeugern“ oder der ISO 2314 „Gasturbinen; Abnahmeprüfungen“) ist nicht zulässig. Lediglich im Einzelfall einer Aufteilung des Brennstoffverbrauchs aus einem gemeinsamen Kohlelager auf mehrere emissionshandelspflichtige Anlagen desselben Betreibers dürfen Tätigkeitsdaten auf Basis wärmetechnischer Berechnungen ermittelt werden.

Werden mehrere emissionshandelspflichtige Anlagen über ein gemeinsames Kohlelager versorgt und wird die Aufteilung des Brennstoffverbrauchs dabei über wärmetechnische Berechnungen vorgenommen, wird das Ergebnis der Gesamtbrennstoffjahresbilanz des Kohlelagers im Freitextfeld „Beschreibung der Tätigkeit, Art des Verfahrens“ des FMS-Formulars „Brennstoffstrom (...)“ bei jeder Anlage eingetragen. Zusätzlich werden die DEHSt-Aktenzeichen der übrigen vom Kohlelager versorgten Anlagen sowie deren Verbrauchsmengen angegeben. Die sachverständige Stelle verifiziert diese Angaben ausdrücklich im Freitextfeld „Ergänzende Hinweise“ des FMS-Formulars „Verifizierung - übergreifende Vermerke“ (siehe auch FAQ [Nr. 6](#)).

7.1.2. Materialströme

Der Feuerungsanlage zugeführte Materialien, die keine Brennstoffe sind, werden in das FMS-Formular „Materialstrom“ eingetragen. Es handelt sich dabei in der Regel um die für die Abgaswäsche von Kohle- oder Schwerölfeuerungsanlagen eingesetzten Materialien Karbonat und Gips. Werden ausnahmsweise andere CO₂-relevante Materialien eingesetzt, wie z. B. Harnstoff für die Abgasentstickung, ist bei „Tätigkeit nach Tabelle 1 Monitoring Leitlinien“ ersatzweise die Tätigkeit „Abgaswäsche Karbonat“ auszuwählen. Bei „Name des Stoffs“ ist in diesem Fall „Ersatzwert für feste Stoffe“ oder „Ersatzwert für flüssige Stoffe“ auszuwählen. Als Emissionsfaktor ist der individuell ermittelte Wert einzutragen.

7.1.3. Feuerungswärmeleistung

Für die Berichterstattung nach Art. 21 der Emissionshandelsrichtlinie werden im Emissionsbericht für Tätigkeiten nach Anhang 1 Nr. I bis V TEHG im Formular „Beschreibung der Anlage“ Angaben zur Feuerungswärmeleistung (FWL) der gesamten Anlage erbeten. Die Bitte richtet sich auch an Betreiber von Anlagen mit einer anderen Haupttätigkeit (z. B. in der Papierindustrie), zu denen eine Energieanlage gehört. Weicht die genehmigte FWL von der installierten FWL ab, so soll der jeweils niedrigere Wert angegeben werden.

7.2. Mineralölraffinerien (Anhang 1 Nr. VI TEHG)

Die Anwendung des Massenbilanzansatzes (Bilanz der Kohlenstoffgehalte von Materialinput und -output über das Formular „Massenbilanzglied“) ist bei der Emissionsberichterstattung für Raffinerien grundsätzlich nicht zulässig. Allerdings kann die Ermittlung der Emissionen aus der Kalzinierung mit Genehmigung der zuständigen Landesbehörde ausnahmsweise auch über eine vollständige Massenbilanz des Prozesses erfolgen (vgl. FAQ Nr. 17). Die Ermittlung der CO₂-Emissionen aus der Schwerölvergasung erfolgt grundsätzlich über eine vollständige Massenbilanz des Prozesses (vgl. FAQ Nr. 14). In beiden Fällen sind die Genauigkeitsanforderungen analog der für Kokereien unter Abschnitt 2.1.1 (Massenbilanzansatz) Anhang IV Monitoring Leitlinien 2008-2012 definierten Schwellen einzuhalten. Dabei erfolgt die Bestimmung der emissionschwachen und De-Minimis-Stoffströme getrennt für Input- und Outputströme (vgl. FAQ Nr. 13). Die Anwendung der Erleichterungen für emissionschwache und De-Minimis-Stoffströme muss behördlich genehmigt sein.

Emissionen aus der Beaufschlagung von Fackeln werden über im Formular „Brennstoffstrom - Emissionsfaktor masse-/vol.bezogen“ abgebildet. Es ist darauf zu achten, dass sowohl die

Emissionen aus der Pilotgasbeaufschlagung als auch die Fackelbeaufschlagung bei An- und Abfahrprozessen, bei Spülprozessen, bei Störung des bestimmungsgerechten Betriebs von Anlagen u. ä. berücksichtigt werden. Wird der Pilotgaseinsatz bereits mit der Verbrauchsmenge des als Pilotgas eingesetzten Brennstoffstromes gemeldet, muss er nicht noch einmal gesondert als Pilotgas ausgewiesen werden. Erfordert das Nichtvorhandensein von Messungen die Schätzung der Fackelbeaufschlagung, sollten zur Prüfung der Plausibilität der Angaben gegebenenfalls vorliegende Dokumentationen wie

- Angaben zur Fackelbeaufschlagung in der betrieblichen Dokumentation (z. B. Fackelbuch),
- jährliche Meldung der Fackelbeaufschlagung an die immissionsschutzrechtliche Überwachungsbehörde oder
- Aussagen zu Anlagenentleerungen/Spülprozessen in Abstellungs- und Reparaturplänen

genutzt werden.

Die sachverständige Stelle muss insbesondere prüfen, ob der für das Fackelgas angegebene Emissionsfaktor entsprechend den Vorgaben der Monitoring Leitlinien 2008-2012 ermittelt wurde (vgl. FAQ [Nr. 43](#)).

Weitere Besonderheiten bei der Emissionsberichterstattung für Anlagen der Mineralölindustrie ergeben sich aus den branchenspezifischen, emissionsverursachenden Prozessen. Hinweise zur Bestimmung der Tätigkeitsdaten bei der Wasserstofferzeugung enthält die FAQ [Nr. 15](#). FAQ [Nr. 16](#) behandelt die Unsicherheitsfaktoren bei Brennstoffströmen. Soweit individuelle Emissionsfaktoren ermittelt wurden, sind die angewandte Berechnungsmethode zu erläutern, die Herleitung der Angaben nachvollziehbar darzustellen und von der sachverständige Stelle zu überprüfen.

Für den Bericht von Emissionen aus der Regeneration katalytischer Cracker wird das FMS-Formular „Kontinuierliche Emissionsmessung“ genutzt und dort für „Emissionen aus der Regeneration katalytischer Cracker?“ die Option „Ja.“ ausgewählt. In diesem Fall wird die mittels Materialbilanz gemäß Abschnitt 2.1.2 Anhang III Monitoring Leitlinien 2008-2012 ermittelte CO₂-Menge direkt in das Formular eingetragen; Angaben zur flankierenden Berechnung sind nicht erforderlich.

Berechnungsunterlagen werden an das Formular „Berichtszeitraum und Monitoringkonzept“ angehängt, dem das erstgenannte Formular untergeordnet ist. Weiterführende Informationen zur Berichterstattung von Emissionen aus der Regeneration von Katalysatoren für Crack- und Reformingprozesse sind der FAQ [Nr. 18](#) zu entnehmen (vgl. auch Kapitel 6.3).

Es ist darauf zu achten, dass die Genauigkeitsanforderungen von Anhang III Monitoring Leitlinien 2008-2012 für die Gesamtheit der aus dem Kohlenstoffgehalt des Einsatzprodukts resultierenden Kohlendioxid-Emissionen der Anlage gelten.

7.3. Kokereien, Röst- und Sinteranlagen sowie Anlagen zur Herstellung und Verarbeitung von Roheisen oder Stahl (Anhang 1 TEHG Nr. VII - IXb)

Die Besonderheiten für die Anlagen der Eisen- und Stahlindustrie ergeben sich aus der teilweisen Zusammenfassung von Anlagen nach § 25 TEHG sowie der Weiterleitung von Kuppelgasen. Die sachverständige Stelle hat zu prüfen, ob die Emissionen für alle Anlagen des Betriebsbereichs, für die der Betrieb als einheitliche Anlage gemäß § 25 TEHG (für den Mitteilungszeitraum) festgestellt war, gemeinsam mitgeteilt wurden. Der Emissionsbericht muss in diesem Zusammenhang auf Übereinstimmung mit den jeweiligen Feststellungsbescheiden nach § 25 TEHG geprüft werden.

Sofern Kuppelgase (Kokerei-, Gicht-, Konvertergas) an eine oder mehrere Anlagen Dritter abgegeben wurden, muss die sachverständige Stelle sicherstellen, dass nur diejenigen Mengen an Kuppelgasen in Abzug gebracht werden, die auch tatsächlich die Bilanzgrenze verlassen. Anlageninterne Stoffflüsse sind nicht abzugsfähig (vgl. auch Kapitel 6.4.1).

Für Brennstoffströme und Materialien im Sinne von Anhang 1 ZuV 2012 müssen die Kapitel 2.3 und 6.2 berücksichtigt werden. Sofern in Kohlenstoffbilanzen Brennstoffe bilanziert werden, für die in Anhang 1 ZuV 2012 nur ein Emissionsfaktor und ein Heizwert, nicht aber ein Kohlenstoffgehalt festgelegt ist, so wird der Emissionsfaktor mit Hilfe des Heizwerts und des Faktors 1/3,664 umgerechnet.

Innerhalb einer Massenbilanz erfolgt die Differenzierung der emissionschwachen und De-minimis-Stoffströme für Input- und Outputströme getrennt (vgl. FAQ [Nr. 13](#)). Es ist sicherzustellen, dass diese Anforderungen auch im Emissionsbericht korrekt umgesetzt wurden.

7.4. Anlagen zur Herstellung von Zementklinker (Anhang 1 Nr. X TEHG)

Bei Anlagen zur Herstellung von Zement ist auf die Besonderheiten zu achten, die sich aus dem in dieser Branche üblichen Einsatz von Abfällen ergeben (vgl. Kapitel 5.2). Hierzu sind auch die branchenspezifischen Hinweise in FAQ [Nr. 34](#) (Sekundärbrennstoffe mit hohen Karbonatanteilen) und in FAQ [Nr. 45](#) (Stoffwerte von Altreifen) zu beachten.

7.5. Anlagen zur Herstellung von Branntkalk oder Dolomit (Anhang 1 Nr. XI TEHG)

Sofern nach der Berechnungsmethode A eine spezifische Bestimmung der Karbonate erfolgt, sind Rohmaterialien im Emissionsbericht über ihre Gesamtmasse abzubilden und nicht über ihre Anteile an verschiedenen Karbonaten. Dabei müssen die Rohmaterialien mit einem aggregierten Emissionsfaktor, der alle Karbonate einschließt, angegeben werden (vgl. FAQ [Nr. 32](#)).

7.6. Anlagen zur Herstellung keramischer Erzeugnisse (Anhang 1 Nr. XIII TEHG)

Rohmaterialien sind im Emissionsbericht über ihre Gesamtmasse abzubilden und nicht über die Masse ihrer Anteile an verschiedenen Karbonaten und organischem Kohlenstoff. Nach Abschnitt 2.1.2.1 Anhang X Monitoring Leitlinien 2008-2012 kann die Emission eines Stoffstroms (u.a. Ton, Zusatzstoff, Rohmaterialmischung) durch einen aggregierten Emissionsfaktor ermittelt werden, der organischen oder anorganischen Kohlenstoff als Gesamtkohlenstoff (TC) einschließt. Alternativ können der gesamte organische Kohlenstoff (TOC) und der gesamte anorganische Kohlenstoff (TIC) mit entsprechenden Emissionsfaktoren getrennt ausgewiesen werden. In diesem Fall sind in FMS zwei Formulare für das Rohmaterial erforderlich (mit TOC-bezogenem Emissionsfaktor und mit TIC-bezogenem Emissionsfaktor). Für die eingesetzte Rohmaterialmenge ist in beiden Formularen die Gesamtmasse als Bezugsgröße für die Emissionsberechnung anzugeben. Bei dieser getrennten Darstellung ist zu beachten, dass immer dieselben Unsicherheiten, also identische Ebenen für den getrennten Stoffstrom verwendet werden.

Werden Materialien eingesetzt, die Biomasseanteile enthalten (z. B. Rückstände der Papierindustrie), so sind die Anforderungen des Abschnitts 13.4 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 und die Ausführungen in Kapitel 5.2.1 „Stoffe mit Biomasseanteilen“ zu beachten. Wie bei anderen Stoffströmen gilt auch hier, dass der biogene Kohlenstoffgehalt (FMS: „Biomasseanteil“) und der gesamte Kohlenstoffgehalt - einschließlich fossiler Anteile - zu

berichten sind. Dies gilt unabhängig davon, ob auf Basis des TC oder auf Basis TIC/TOC berichtet wird.

Rohstoffe und Zusatzstoffe, die in Chargen angeliefert werden und spezifisch unterscheidbare Zusammensetzungen aufweisen, müssen als separate Stoffströme (jeweils eigenes FMS-Formular) berichtet werden (vgl. Kapitel 6.2.1.). Insbesondere wenn bei Stoffen mit Biomasseanteil (u. a. Rückstände aus der Papierproduktion) Analysedaten des Lieferanten genutzt werden, ist von der sachverständigen Stelle darauf zu achten, dass die Vorgaben von Kapitel 5.2 bei der Bestimmung des Biomasseanteils beachtet worden sind.

Sofern Emissionsfaktoren von Tonen, Zusatzstoffen und Betriebsmassen⁴ nach Ebene 2 Anhang X der Monitoring Leitlinien 2008-2012 bestimmt werden dürfen, ist von der sachverständigen Stelle zu prüfen, ob die Bestimmung (Probenahme und Analyse) nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis erfolgt ist. (vgl. FAQ Nr.53 und Kapitel 5.1). Dies gilt auch für Daten, die von Lieferanten zur Verfügung gestellt wurden. Ferner ist von der sachverständigen Stelle zu prüfen, ob bei der Berechnung der Emissionen eine einheitliche Bezugsgröße für die Stoffmenge und Stoffdaten (z.B. einheitlicher Bezug auf Trockenmasse) angewandt wurde (vgl. Kapitel 5.1.4).

In Fällen, in denen die Messung der Tätigkeitsdaten von Rohton beim Betreiber nicht direkt erfolgen kann (z. B. Ziegeleien), weil keine Einrichtungen zum Wiegen vorhanden sind, kann die Rohton-Menge durch Rückrechnung zum Beispiel aus der Masse der gebrannten Ware bestimmt werden. Alle für die Rückrechnung und die Bestimmung des Emissionsfaktors notwendigen Angaben müssen so erfasst, zusammengestellt und dokumentiert werden, dass die Ermittlung der Emissionen nachvollzogen werden kann. Die Angaben zur Rückrechnung sind dem Emissionsbericht in einem gesonderten Dokument beizufügen. Zur Erarbeitung der Rückrechnung für den Emissionsbericht sind die Hinweise in FAQ Nr. 27 und in der Information "Keramik: Bestimmung der Rohton-Menge durch Rückrechnung" zu beachten.

Die Berechnungsmethode B „Erdalkalioxide“ ist nach Anhang X der Monitoring Leitlinien 2008-2012 für Anlagen zum Brennen keramischer Erzeugnisse nur noch zulässig, wenn Erzeugnisse aus reinem oder synthetischem Ton hergestellt werden (vgl. FAQ Nr. 31).

⁴ Abweichend von Kapitel 6.2.1 können die verschiedenen Einsatzstoffe als Stoffstrom „Betriebsmasse“ berichtet werden.

7.7. Anlagen zur Herstellung von Propylen oder Ethylen (Anhang 1 Nr. XVI TEHG)

Anlagen zur Herstellung von Propylen oder Ethylen sind häufig eigenständig nach BImSchG genehmigte Anlagen, stehen jedoch an integrierten Standorten in einem engen Stoffstromverbund mit anderen Anlagen. Als CO₂-emissionsrelevante Betriebseinrichtungen sind insbesondere die zur Spaltung der Einsatzstoffe vorgesehenen Spaltöfen und die als Nebeneinrichtung der Anlage genehmigten Boden- und Hochfackeln anzusehen. Außerdem ergeben sich geringe CO₂-Emissionen z. B. aus regelmäßig wiederkehrenden Entkokungsvorgängen an Betriebsaggregaten, wenn die dabei entstehenden Abgase in die Atmosphäre abgeleitet werden. In einzelnen Fällen umfasst die Genehmigung nach BImSchG für diese Anlagen auch CO₂-emissionsrelevante Hilfskessel, die Dampf für den Produktionsprozess z. B. durch Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Produktionsrückständen bereitstellen. In solchen Fällen gehören die CO₂-Emissionen der Hilfskessel zu den Gesamtemissionen der Anlage zur Herstellung von Propylen oder Ethylen.

Die Überwachung und Berichterstattung aller vorgenannten Verbrennungsanlagen und -prozesse erfolgt nach Maßgabe des Anhangs II Monitoring Leitlinien 2008-2012. Für Emissionen aus Fackeln gelten die Vorgaben in Kapitel 7.2.

TEIL 3: SACHVERSTÄNDIGE STELLEN

8. VORBEMERKUNG

Teil 3 erläutert die Anforderungen und Aufgaben, die die sachverständige Stelle erfüllenden soll, in allgemeiner Form. Die Erläuterungen in den vorherigen Kapiteln müssen von der sachverständigen Stelle beachtet werden. Zur Vermeidung von Wiederholungen wird nachfolgend an einigen Stellen auf diese Kapitel verwiesen.

9. TESTATERTEILUNG BEI DER PRÜFUNG DES EMISSIONSBERICHTS

Das Testat ist zentrales Element des Prüfberichts. Mit ihm erklärt die sachverständige Stelle, ob sie den Emissionsbericht als zufrieden stellend bewertet oder nicht. Zufrieden stellend ist ein Bericht, der im Einklang mit dem genehmigten Monitoringkonzept und den sonstigen rechtlichen Vorgaben erstellt wurde (vgl. Kapitel 2.7) und die Emissionen der Anlage im Berichtsjahr daher ordnungsgemäß widerspiegelt. Das Testat muss grundsätzlich eine klare Ja/Nein-Entscheidung beinhalten, damit die zuständige Behörde ohne weiteres über die Verwertbarkeit des Emissionsberichts entscheiden kann. Gegebenenfalls muss der Betreiber seinen Emissionsbericht so nachbessern, dass die sachverständige Stelle ein positives Testat abgeben kann.

Nur in folgenden Fällen kann ein positives Testat von der sachverständigen Stelle eingeschränkt werden:

- Der Betreiber vertritt eine andere Rechtsauffassung als die DEHSt. In diesem Fall muss aus der Einschränkung im Testat hervorgehen, zu welchem konkreten Sachverhalt der Betreiber eine andere Rechtsauffassung vertritt. Der sachverständigen Stelle steht es dabei frei, ihre Meinung zu ergänzen. Keinesfalls darf sie unter Zugrundelegung einer von der DEHSt-Position abweichenden Auslegung ein positives Testat erstellen, ohne darauf in ihrem Prüfbericht ausdrücklich hinzuweisen⁵ (vgl. Kapitel 2.7.4);
- Die sachverständige Stelle ist bei der Bestimmung der Emissionen von Annahmen, insbesondere zur Auslegung der rechtlichen Vorgaben oder zur Zulässigkeit einer Vorgehensweise zur Emissionsberichterstattung, ausgegangen, zu denen die DEHSt sich weder in diesem Leitfaden, noch in den hier in Bezug genommenen Veröffentlichungen oder auf Nachfrage geäußert hat. Auf die Nachfrage bei der DEHSt ist durch Bezeichnung des Schreibens oder des Telefonats Bezug zu nehmen.

Genügt das einschränkende Testat diesen Anforderungen nicht, gilt es als nicht erteilt.

⁵ Sinn der Einschaltung von sachverständigen Stellen in die Emissionsberichtsprüfung ist es unter anderem, den zuständigen Behörden den Gesetzesvollzug zu erleichtern, nicht aber an ihrer Stelle abschließend über die Ordnungsgemäßheit eines Berichts zu entscheiden. Daher muss die sachverständige Stelle veröffentlichte Positionen der DEHSt zu Auslegungsfragen beachten und diese durch entsprechende Hinweise im Prüfbericht in die Lage versetzen, ihre Rechtsauffassung durchzusetzen und eine einheitliche Anwendung der Monitoring- und Berichtsvorgaben sicherzustellen.

Ist der sachverständigen Stelle eine Überprüfung der vom Anlagenbetreiber mitgeteilten Daten nicht oder nur bedingt möglich gewesen, muss sie vermerken, inwieweit kein Nachweis geführt wurde und begründen, warum das Testat trotz der eingeschränkten Prüfbarkeit erteilt werden konnte.

10. RAHMENVORSCHRIFTEN FÜR EIN TÄTIGWERDEN ALS SACHVERSTÄNDIGE STELLE

Die jeweiligen Regelungen für die Zulassung als Umweltgutachter (Umweltauditgesetz ((UAG)) und UAG-Aufsichtsrichtlinie) durch die Deutsche Akkreditierungs- und Zulassungsgesellschaft für Umweltgutachter (DAU) oder die Bestellung als Sachverständiger durch die regionalen Industrie- und Handelskammern (IHK; Gewerbeordnung (GewO)) und Sachverständigenordnungen der jeweiligen IHK) gelten auch in der Emissionsberichtsprüfung. Weitere Anforderungen an die sachverständigen Stellen sind in Anhang 4 TEHG normiert.

10.1. Berechtigung zur Verifizierung von Emissionsberichten

Berechtigt zur Verifizierung sind nur die nach § 5 Abs. 3 TEHG von den Landesbehörden bekannt gegebenen sachverständigen Stellen. Eine Liste der bekannt gegebenen sachverständigen Stellen ist auf der Internetseite der DEHSt unter <http://www.dehst.de> nachrichtlich veröffentlicht.

Soweit Zulassungen oder Bestellungen auf bestimmte Branchen beschränkt sind, kann auch die sachverständige Stelle Emissionsberichte nur entsprechend eingeschränkt prüfen. Verfügt die sachverständige Stelle über die Zulassung für einzelne Industriebranchen, kann sie auch die Emissionsdaten von Energieanlagen prüfen, die gemeinsam mit der Industrieanlage, für die eine Zulassung besteht, als eine Anlage genehmigt ist. Soweit sie nicht selbst zur Prüfung von Emissionsberichten berechtigt ist, kann sie andere bekannt gegebene sachverständige Stellen hinzuziehen. Alle an der Verifizierung beteiligten sachverständigen Stellen müssen im Emissionsbericht genannt werden.

Im Falle der Hinzuziehung weiterer sachverständiger Stellen muss neben deren eindeutiger Benennung auch dargelegt werden, was der Hintergrund für ihre Beteiligung war und wie diese im konkreten Fall erfolgte. Im Grundsatz ist bei der Hinzuziehung eines weiteren Sachverständigen genau so zu verfahren, wie bei einer vollumfänglichen Prüfung durch den beauftragten Sachverständigen selbst. Daher ist zu erläutern, für welche Prüfungen die weiteren sachverständigen Stellen hinzugezogen wurden, welche Angaben und Unterlagen durch diese geprüft/eingesehen wurden und wie Prüfungstätigkeiten in das allgemeine Prüfkonzept (vgl. zum Maßstab nachfolgendes [Kapitel 11](#)) eingebunden waren. Schließlich ist auch für die hinzugezogenen sachverständigen Stellen darzulegen, wann technische

Anlagenbegehungen sowie Vor-Ort-Einsichtnahmen erfolgt sind und welche Teile der Anlage dabei besichtigt wurden.

Einen Sonderfall bilden die in Anhang 1, Ziffer I bis V TEHG genannten Anlagen, sofern das Unternehmen, das die Anlage betreibt, nicht selbst der Abt. 35 nach NACE zuzuordnen ist. In diesen Fällen kann die Verifizierung neben den in der jeweiligen Unternehmensbranche zugelassenen Umweltgutachtern auch von Umweltgutachtern vorgenommen werden, die - je nach Zuordnung der Feuerungsanlage - über die Zulassung für die Bereiche 35.11, oder 35.3 oder für den Bereich „Erzeugung von Strom, Gas, Dampf und Heißwasser“ verfügen.

10.2. Unabhängigkeit

Die Unabhängigkeit vom Anlagenbetreiber, dessen Emissionsberichte verifiziert werden sollen, ist unabdingbare Voraussetzung für die Zulässigkeit einer Prüfung durch die sachverständige Stelle. Insbesondere an dieser Stelle sind die allgemeinen Regelungen für Umweltgutachter und bestellte Sachverständige von Relevanz.

Umweltgutachtern fehlt die für die Emissionsberichtsprüfung notwendige Eignung - über die Fälle der generellen Nichteignung hinaus - in der Regel, wenn

- sie der Einflussnahme anderer ausgesetzt sind,
- in enger wirtschaftlicher Verbindung zu einem anderen Geschäft der Beteiligten stehen oder
- Beratungsleistungen erbracht haben, die den Gegenstand der gutachterlichen Tätigkeiten wesentlich beeinflusst haben können, es sei denn, die Vortätigkeit liegt mehr als vier Jahre seit Abschluss des Auftrags für die Tätigkeit zurück.

Die Erstellung einer Emissionserklärung nach § 27 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) oder die Tätigkeit als anerkannte Messstelle entsprechend einer behördlichen Einzelanordnung - nicht jedoch im Rahmen kontinuierlicher Berichterstattung - sowie die Durchführung allgemein zugänglicher Schulungen berühren die Unparteilichkeit des Umweltgutachters in der Regel nicht.

Eine vorangegangene oder gleichzeitige Tätigkeit als Umweltgutachter im Rahmen von EMAS berührt die Unabhängigkeit der sachverständigen Stelle für die Emissionsberichtsprüfung nicht.

Entsprechende Regelungen gelten auch für IHK-Sachverständige: Die öffentlich bestellten Sachverständigen sind zur Unparteilichkeit und Unabhängigkeit sowie zur objektiven Aufgabenerfüllung verpflichtet.

Die IHK-Sachverständigen haben danach bei der Erbringung ihrer Leistung stets darauf zu achten, dass sie sich nicht der Besorgnis der Befangenheit aussetzen. Sie müssen bei der Vorbereitung und Erarbeitung des Prüfberichts strikte Neutralität wahren. Die IHK-Sachverständigenverordnungen schließen insbesondere eine Tätigkeit der IHK-Sachverständigen für ihren jeweiligen Auftraggeber aus.

Gibt es eine ähnlich starke Bindung zwischen dem Sachverständigen und dem Auftraggeber (einziger oder entsprechend wirtschaftlich großer Auftraggeber, enge persönliche Beziehung), fehlt die notwendige Unabhängigkeit.

Umweltgutachter und IHK-Sachverständige sind verpflichtet, die Frage ihrer Unabhängigkeit genau zu prüfen und gegebenenfalls der DAU oder ihrer IHK zur Entscheidung vorzulegen. In diesen Fällen steht die Tätigkeit als sachverständige Stelle grundsätzlich unter dem Vorbehalt der Zustimmung der DAU oder der zuständigen IHK. Soweit die Unabhängigkeit einer sachverständigen Stelle nicht gewährleistet ist, muss sie von einer Verifizierung absehen.

Erstellung und Verifizierung von Emissionsberichten „aus einer Hand“ sind prinzipiell unzulässig. Das Gleiche gilt, wenn die sachverständige Stelle zwar nicht den zu verifizierenden Emissionsbericht aber Berichte für andere Anlagen desselben Unternehmens erstellt hat. Das gilt entsprechend für „Sachverständigenorganisationen“. Zweifelsfragen sollten der DAU oder der zuständigen IHK zur Entscheidung vorgelegt werden.

Die Unabhängigkeit wird hingegen nicht berührt, wenn die sachverständige Stelle bei ihrer Prüfung Hinweise zur Nachbesserung des Emissionsberichts gibt. Häufig wird die Umsetzung solcher Hinweise sogar Voraussetzung für die Erteilung eines positiven Testats sein. Das gilt ebenso, wenn der sachverständigen Stelle Angaben vorweg zur Prüfung vorgelegt und Teilprüfungen vorzeitig ausgeführt wurden.

11. ALLGEMEINER PRÜFUNGSMAßSTAB

Die sachverständige Stelle hat die Verifizierung unter Berücksichtigung des aktuellen Stands von Wissenschaft und Technik, ihrer Erfahrung und mit professioneller Sorgfalt zu erledigen. Die tatsächlichen Grundlagen ihrer fachlichen Beurteilungen sind sorgfältig zu ermitteln. Bewertungen und Ergebnisse müssen nachvollziehbar begründet werden.

Die sachverständige Stelle soll alle zwischenzeitlich erlangten Erkenntnisse, insbesondere aus der Prüfung anderer Emissionsberichte und Zuteilungsanträge oder der Datenmitteilung nach Datenerhebungsverordnung 2012, gegebenenfalls einschließlich behördlicher Nachforderungen oder Bescheide, in die Verifizierung des Emissionsberichts einfließen lassen.

11.1. Prüfplan, System-, Prozess- und Risikoanalyse

Die sachverständige Stelle muss einen Prüfplan erarbeiten. In einem zweigeteilten Vorgehen muss sie eine System-, Prozess- und Risikoanalyse (Stufe 1) sowie die eigentliche Nachweisprüfung (Stufe 2) vornehmen.

Sie muss sich zunächst mit der zu prüfenden Anlage, insbesondere mit allen im Hinblick auf die CO₂-Emissionen relevanten Tätigkeiten und Prozessen, vertraut machen (System- und Prozessanalyse). Der Betreiber muss hierzu auf Verlangen der sachverständigen Stelle alle für die Prüfung notwendigen Informationen zur Verfügung stellen.

Für die System-, Prozess- und Risikoanalyse sowie für die Nachweisprüfung ist grundsätzlich eine Prüfung vor Ort beim Anlagenbetreiber notwendig. In diesem Zusammenhang wird auf Kapitel 12.2 verwiesen.

Von der sachverständigen Stelle wird erwartet, dass sie die grundsätzliche Zuverlässigkeit der Angaben des Betreibers prüft und Fehlerquellen bei der Bestimmung von emissionsrelevanten Daten ermittelt. Dabei hat die sachverständige Stelle die Anwendung und die Wirksamkeit von Verfahren zur Kontrolle und Überwachung von Risiken sowie etwaige Gegenmaßnahmen zu berücksichtigen (Risikoanalyse).

Zu beachten sind u. a. die folgenden Aspekte:

- Sind Verantwortlichkeiten für die Messung, Erfassung, Berechnung, Dokumentation und Kommunikation der Daten definiert?
- Verfügen die zuständigen Mitarbeiter über eine für diese Aufgabe ausreichende Qualifikation?
- Bestehen geeignete Verfahren für die Messung, Erfassung, Berechnung, Dokumentation und Kommunikation der Daten?
- Sind diese Verfahren schriftlich dokumentiert?
- Wird die Einhaltung der Verfahren kontrolliert?
- Liegen Aufzeichnungen zu diesen Kontrollen vor?
- Sind die eingesetzten Messgeräte für die verwendeten Zwecke geeignet und hinreichend genau?
- Ist sichergestellt, dass die Funktionsfähigkeit der Messgeräte regelmäßig überwacht wird?
- Welche IT-Systeme werden für die Dokumentation und Speicherung der Daten eingesetzt? Sind diese für die sichere Bearbeitung und Dokumentation der Daten geeignet und die Daten vor unberechtigtem Zugriff und Veränderungen geschützt?
- Liegen Dokumentationen zur Anwendung der IT-Systeme vor? Werden die IT-Systeme einer regelmäßigen Kontrolle unterzogen?
- Welche Systeme zum Daten- und Qualitätsmanagement (im Hinblick auf Kohlendioxidüberwachung und -berichterstattung) sind implementiert?

Als das Fehlerrisiko mindernd können beispielsweise folgende Umstände berücksichtigt werden:

- eine Anlage mit geringer Komplexität,
- ein wirksames Qualitäts- und/oder Umweltmanagementsystem, das auch die Emissionsermittlung umfasst,
- ein exakt definiertes und gut dokumentiertes Datenmanagement (keine getrennten Systeme),
- klar definierte Zuständigkeiten (einschließlich eines qualitätssichernden Vier-Augen-Prinzips),
- Vertreterregelungen,
- wirksame interne und externe Kontrollen.

In umgekehrten Fällen als den genannten Beispielen muss von einer erhöhten Fehleranfälligkeit des Emissionsberichts ausgegangen und die Prüfung entsprechend vertieft oder ausgeweitet werden.

Den Ergebnissen der System-, Prozess- und Risikoanalyse entsprechend muss von der sachverständigen Stelle der Umfang von Nachweisprüfungen festgelegt werden. Dabei gilt: Je geringer die festgestellte Zuverlässigkeit von Angaben oder je höher die Bedeutung der Daten für die Berechnung der CO₂-Emissionen, desto umfangreichere Nachweisprüfungen sind durchzuführen.

11.2. Stichprobenartige Prüfung von Angaben

Während die Angaben im Emissionsbericht ohne Ausnahme vollständig geprüft werden müssen, kann sich die sachverständige Stelle bei der Überprüfung der diesen Angaben zugrunde liegenden (Einzel-)Nachweise auf Stichproben beschränken, wenn es sich um große Mengen gleichartiger Belege handelt und das Ergebnis der Prüfung dadurch nicht verfälscht zu werden droht.

Der Stichprobenumfang bei der Nachweisprüfung ist von der sachverständigen Stelle nach ihrer Einschätzung und unter Berücksichtigung der aus vorangegangenen Prüfungsschritten und Prüfungen gewonnenen Erfahrungen, festzulegen. Auch eine stichprobenartige Prüfung von Belegen (Einzelnachweisen) muss jedoch einer ordentlichen Aufgabenerfüllung entsprechen. Stets müssen Art und Umfang der gewählten Stichprobe geeignet sein, eine hinreichende Prüfungssicherheit im Hinblick auf die Zuverlässigkeit und Richtigkeit der begutachteten Informationen zu gewährleisten. Insoweit gilt: Je höher der erwartete oder festgestellte Fehleranteil, desto größer der Stichprobenumfang. So ist beispielsweise darauf zu achten, dass der Stichprobenumfang für Brennstoff- und Materialströme mit heterogener, stark schwankender Zusammensetzung oder Biomasseanteilen hinreichend groß gewählt wird. Das gilt insbesondere bei Mess- und Analyseergebnisse an Brennstoff- oder Materialströmen, die als stärkere Quellen eingestuft sind.

Im Prüfbericht muss angezeigt werden, ob Nachweise vollumfänglich oder nur stichprobenartig geprüft wurden. Stichproben sind zudem neben den allgemeinen Angaben zum Prüfungsinhalt in einem gesonderten Feld zu beschreiben (Feld „Stichprobenartige Prüfung“).

Die bloße Darlegung, dass Prüfungen stichprobenartig durchgeführt wurden, genügt nicht und kann eine weitere Sachverhaltsaufklärung durch die DEHSt erforderlich werden lassen.

Werden die Emissionsberichte mehrerer Anlagen des gleichen Betreibers geprüft, so ist der Stichprobenumfang für jede einzelne Anlage entsprechend der vorgenannten Grundsätze zu wählen.

11.3. Richtigkeit von Angaben und Wesentlichkeit von Fehlern

Wesentliche Aufgabe der sachverständigen Stelle ist die Prüfung und Bestätigung der Richtigkeit und Vollständigkeit (zur Vollständigkeit vgl. Kapitel 3.4) der Betreiberangaben. Hierzu gehört insbesondere ein Abgleich mit der tatsächlichen Anlagensituation, ein Abgleich mit geeigneten Nachweisdokumenten (auch und insbesondere aus der kaufmännischen Buchführung), die Prüfung der rechnerischen Richtigkeit und die Prüfung der richtigen Übertragung von Angaben in den Emissionsbericht. Dabei ist besonders darauf zu achten, dass alle Angaben zur Identifizierung und Zuordnung der Anlage und der Anlagenteile zutreffen.

Nachweise muss der Betreiber für sämtliche Angaben im Emissionsbericht und Sachverhalte vorlegen, auf die er sich zur Begründung seiner Angaben (gegebenenfalls in beigefügten Dokumenten) bezieht. Die sachverständige Stelle muss stets kritisch hinterfragen, wie Angaben zustande gekommen sind und welche Gewähr es für ihre Richtigkeit gibt, d. h. wie zuverlässig und genau Daten ermittelt und ihre Qualität gesichert wurde. Soweit dem Emissionsbericht Dokumente beigefügt werden, muss der Betreiber der sachverständigen Stelle deren Echtheit durch Vorlage der Originale belegen.

Ein bewusstes Verschweigen von erkannten Fehlern im Emissionsbericht, die sich auf die Ermittlung der dort ausgewiesenen Emissionsmenge auswirken könnte, ist nicht zulässig. Das gilt auch für Fehler unterhalb der in Abschnitt 10.4 Anhang I Tabelle 3 Monitoring Leitlinien 2008-2012 genannten Wesentlichkeitsgrade. Letztere dienen dazu, den Prüfaufwand auf ein vertretbares Maß zu beschränken. Sie gestatten es der sachverständigen Stelle jedoch nicht, erkannte Fehler unterhalb dieser Schwelle zu ignorieren oder zu verschweigen und die Durchsetzung der Abgabepflicht durch die DEHSt zu beeinträchtigen.

Nicht als Fehler in diesem Sinne gelten - und insofern nicht korrekturbedürftig sind - Unsicherheiten von Messeinrichtungen und Analysen, die als (messtechnisch) unvermeidbar angesehen werden müssen, wenn

- die Vorgaben der Monitoring Leitlinien 2008-2012 zu Unsicherheiten/Ungenauigkeiten eingehalten wurden,
- die Abweichungen von diesen im TEHG verankert sind,
- zuvor genehmigt oder
- durch Zugrundelegung konservativer, d. h. eine Unterschätzung der Emissionen ausschließender Annahmen (vgl. Kapitel 3.5.3) im Rahmen der Emissionsberichterstattung geheilt wurden.

11.4. Berücksichtigung anderer Prüfungen/Sachverständigengutachten

11.4.1. Zuteilungsanträge, frühere Emissionsberichte und Datenmitteilung

Erkenntnisse aus vorangegangenen Prüfungen von Daten der Anlage durch die sachverständige Stelle sollen einschließlich eventueller behördlicher Nachforderungen und Entscheidungen in die Prüfung des Emissionsberichts einfließen. Bereits in der Vergangenheit vorgenommene Prüfungen müssen nicht wiederholt werden, wenn gewährleistet ist, dass neuerliche Bewertungen zum selben Ergebnis führen. Sollte die sachverständige Stelle jedoch aufgrund geänderter Umstände, neuerer – auch im Laufe der Prüfung gewonnener – Erkenntnisse feststellen, dass bereits geprüfte Daten möglicherweise doch fehlerhaft oder nicht den rechtlichen Vorgaben entsprechend ermittelt worden sind, ist eine erneute Prüfung dieser Daten notwendig und die Prüfungstiefe entsprechend zu erhöhen.

11.4.2. Ergebnisse anderer Prüfungen

Bei Anlagen, die im Rahmen von EMAS registriert sind, kann die sachverständige Stelle davon ausgehen, dass das Unternehmen über ein geeignetes Umweltmanagementsystem verfügt, interne Regelungen zur Erfassung und Bewertung von Umweltauswirkungen bestehen und die in der für gültig erklärten Umwelterklärung enthaltenen Daten bereits von einem Umweltgutachter geprüft worden sind.

Nicht ohne weiteres kann allerdings davon ausgegangen werden, dass Daten aus Umwelterklärungen den Anforderungen des TEHG und der Monitoring Leitlinien 2008-2012 genügen. Dies gilt insbesondere für die Vollständigkeit und Abgrenzung, die Genauigkeit und die Verfahren zur Ermittlung der Daten. Angaben in Umwelterklärungen sind daher stichprobenartig zu überprüfen und gegebenenfalls durch andere Nachweise zu ersetzen.

Die sachverständige Stelle kann sich bei ihrer Prüfungsentscheidung auch auf bestehende Dokumente stützen, die von anderen unabhängigen sachverständigen Stellen erstellt worden sind. Hierzu gehören beispielsweise Anlagengutachten, Testate von Wirtschaftsprüfern und für gültig erklärte Umwelterklärungen. Die sachverständige Stelle muss sich jedoch davon überzeugen, dass die für den Emissionsbericht verwendeten Daten den Vorgaben des TEHG und der Monitoring Leitlinien 2008-2012 entsprechen.

12. INHALT DER EMISSIONSBERICHTSPRÜFUNG

Die allgemeinen Prüfungsgrundsätze sowie die Prüfmethode ergeben sich aus Anhang 3 TEHG und Abschnitt 10.4 Anhang I der Monitoring Leitlinien 2008-2012. Mit der Prüfung durch die sachverständige Stelle soll sichergestellt werden, dass die Emissionen nach Maßgabe der Anforderungen des Anhangs 2 TEHG in Verbindung mit dem Monitoring Leitlinien 2008-2012 überwacht wurden und gemäß § 5 TEHG verlässlich und zutreffend berichtet werden.

12.1. Zu prüfende Unterlagen und Nachweise

Die sachverständige Stelle muss sämtliche für den Emissionsbericht relevante Angaben des Betreibers mit von diesem beizubringenden geeigneten Nachweisen abgleichen. Die Belastbarkeit der Daten hat sie im Einzelfall durch Anwendung von Analogien zu hinterfragen. Sie muss darüber hinaus darauf achten, dass aus Belegen übernommene Daten richtig in den Emissionsbericht übertragen wurden. Im Falle von Nachweislücken geht die sachverständige Stelle wie im Kapitel 3.5.3 beschrieben vor.

Zur ordnungsgemäßen Aufgabenerfüllung müssen von der sachverständigen Stelle insbesondere folgende Unterlagen mit dem Emissionsbericht abgeglichen werden:

- Monitoringkonzept der Anlage,
- die behördliche Genehmigung des Monitoringkonzepts und/oder behördliche Stellungnahmen zum Monitoringkonzept,
- die Veröffentlichungen der DEHSt zur Ermittlung und Berichterstattung der jährlichen CO₂-Emissionen (vgl. [Anhang 4](#)),
- Unterlagen zu den eingesetzten Brennstoff- und Materialströmen sowie zu deren Überprüfung (insbesondere Belege aus Warenwirtschaft und Rechnungswesen, Analysenprotokolle, Zusammenstellung von Mess- und Analyseergebnissen, Daten des Prozessleitsystems, Kalibrierprotokolle, Schriftverkehr mit akkreditierten Laboren, Aufzeichnungen über Produktionsmengen),
- Zuteilungsbescheid (gegebenenfalls auch zugehörige Aufhebungsbescheide) sowie der zugrunde liegende Zuteilungsantrag,
- Emissionsberichte für die vorhergehenden Berichtsjahre gegebenenfalls einschließlich behördlicher Nachforderungen, Mitteilungen und Bescheide zu diesen,
- Genehmigungsunterlagen der Anlage nach BImSchG,

- bei weitergeleiteten Kuppelgasen: Liefernachweise oder Abnahmebestätigungen der Empfänger,
- bei Raffinerien: Eigenverbrauchsmeldung,
- Aufzeichnungen zu den Produktionsdaten der Anlage,
- Protokolle und Aufzeichnungen interner und externer Audits, soweit diese für die Emissionsberichterstattung relevante Bereiche der Organisation betreffen,
- Dokumentationen und Aufzeichnungen zu internen Kontrollsystemen der für die Emissionsberichterstattung relevanten Prozesse und Systeme.

Die von der sachverständigen Stelle zur Prüfung herangezogenen Unterlagen sind im Prüfbericht zu benennen (Feld „Eingesehene Unterlagen“) und bei den fachlichen Ausführungen gegebenenfalls in Bezug zu nehmen. Dabei sind herausragende Einzeldokumente (z. B. Genehmigungen, Schreiben der zuständigen Behörden, Monitoringkonzept) mit jeweiliger Datumsangabe aufzuführen.

12.2. Besichtigung der Anlage vor Ort, Vor-Ort-Einsichtnahme

Sowohl technische Anlagenbesichtigungen als auch Vor-Ort-Einsichtnahmen in die zu prüfenden Nachweisdokumente sind grundsätzlich notwendig.

Anhang I Abschnitt 10.4.2 Monitoring Leitlinien 2008-2012 verlangt von der sachverständigen Stelle eine Prüfung mit „professioneller Skepsis“, eine aktive Fehlersuche und die lückenlose Kenntnis aller für die Emissionsermittlung relevanten Tatsachen in einer Anlage. Diesen Anforderungen kann regelmäßig nur durch eine Besichtigung der Anlage und die Einsichtnahme in Nachweise vor Ort genügt werden. Hält die sachverständige Stelle diese Prüfhandlungen für verzichtbar, muss sie in ihrem Prüfbericht nachvollziehbar begründen, warum sie glaubt, den o. g. Prüfvorgaben gleichwohl genügt zu haben.

12.3. Abgleich mit rechtlicher und tatsächlicher Situation

Die sachverständige Stelle muss prüfen, ob die tatsächliche Situation der Anlage im Monitoringkonzept zutreffend erfasst und im Emissionsbericht richtig, d. h. vor allem vollständig, abgebildet wurde. Insbesondere muss sie sicherstellen, dass sämtliche CO₂-Emissionsquellen und Stoffströme im Konzept erfasst und entsprechend berichtet wurden. Die sachverständige Stelle muss darauf achten, dass die Anlage, ihre Struktur und ihre einzelnen Teile zutreffend beschrieben, gekennzeichnet und abgegrenzt sind.

Darüber hinaus hat sie zu prüfen, ob die gewählte Überwachungs- und Berichterstattungsmethodik mit der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung, den Vorgaben der Genehmigung des Monitoringkonzepts und bei deren Fehlen denen des TEHG und der Monitoring Leitlinien 2008-2012 übereinstimmt. Besonderes Augenmerk richtet sie dabei auf die in Kapitel 2.3 erläuterte Verwendung einheitlicher Stoffwerte, soweit der Betreiber zu dieser verpflichtet ist, die in Kapitel 6.2 beschriebenen Genauigkeitsanforderungen und die insoweit zu beachtenden Vorgaben für Messungen, Beprobungen und Analysen sowie die diesbezüglichen Erläuterungen in Kapitel 5.

Soweit das dem Emissionsbericht zugrunde gelegte Monitoringkonzept nicht genehmigt ist, prüft die sachverständige Stelle unmittelbar, ob die Vorgaben des TEHG und – soweit dort nichts Abweichendes geregelt ist – der Monitoring Leitlinien 2008-2012 eingehalten sind. Stellt sie Abweichungen von den rechtlichen Vorgaben fest, geht sie wie in den Kapiteln 2.7 und 3.5.3 beschrieben vor.

Sachverhalte, die nicht Inhalt des Monitoringkonzepts sind, können nie von einer eventuellen Genehmigung des Konzepts umfasst sein. Sie sind stets direkt auf ihre Vereinbarkeit mit den rechtlichen Vorgaben zu prüfen. Soweit geboten, ist der Betreiber zudem darauf hinzuweisen, sein Monitoringkonzept für die Zukunft entsprechend zu ergänzen.

Auch soweit das Monitoringkonzept genehmigt ist, sollte die sachverständige Stelle auf von ihr festgestellte Abweichungen von den Vorgaben des TEHG und der Monitoring Leitlinien 2008-2012 hinweisen (vgl. Kapitel 2.7).

Stellt die sachverständige Stelle Abweichungen fest, muss sie dies im Prüfbericht dokumentieren (Formular „Angaben zu Berichtszeitraum und Monitoringkonzept“, Freitextfeld „Stellungnahme zum Monitoringkonzept“). Die sachverständige Stellungnahme zum Monitoringkonzept ist Bestandteil des Prüfberichts. Im FMS-Formular „Berichtszeitraum und Monitoringkonzept“ ist die Frage „Entspricht das Monitoringkonzept den Anforderungen der Monitoring Leitlinien, soweit es nicht genehmigt ist“ mit ja oder nein zu beantworten. Ferner muss auf Seite 2 des Formulars „Verifizierung - übergreifende Vermerke“ das Textfeld „In den folgenden Fällen entsprechen Daten nicht den Festlegungen im Monitoringkonzept oder nicht den Anforderungen der Monitoring Leitlinien“ ausgefüllt werden.

Die sachverständige Stelle darf sich nicht auf die Prüfung nur eines Monitoringkonzeptes beschränken, wenn sie mehrere vergleichbare Anlagen desselben Betreibers prüft. Sie muss vielmehr stets jedes einzelne dieser Monitoringkonzepte betrachten.

12.4. Datenfluss- und Datenkontrollsystem

Die sachverständige Stelle muss das System der Datenerhebung, -verwaltung und -kontrolle im Hinblick auf die Vorgaben in Anhang I Abschnitt 10 Monitoring Leitlinien 2008-2012 überprüfen. Risiken in Bezug auf die Zuverlässigkeit von Daten muss sie berücksichtigen und ihren Prüfplan entsprechend gestalten. Ferner muss die sachverständige Stelle den Betreiber auf Verbesserungsmöglichkeiten hinweisen. Sie hat die Ergebnisse dieser Prüfung sowie die an den Betreiber erteilten Hinweise im Prüfbericht zu dokumentieren, kann sich aber auf eine knappe, stichpunktartige Darstellung beschränken.

Die sachverständige Stelle sollte darüber hinaus dem Betreiber weitergehende Empfehlungen im Sinne einer kontinuierlichen Verbesserung des Monitoring geben. Diese müssen nicht in dem an Landesbehörden und DEHSt adressierten Prüfbericht dokumentiert sein.

Verbesserungsvorschläge können z. B. sein:

- Maßnahmen zur Erhöhung der Transparenz der zugrunde liegenden Daten und Berechnungen,
- Verbesserungen bezüglich Methoden und Häufigkeit der Probenahme und Analysen,
- Verbesserungen der Methodik der Bestimmung der Tätigkeitsdaten (z. B. Platzierung und Auswahl von Messeinrichtungen),
- Maßnahmen zur Verbesserung der Datenverwaltung,
- Maßnahmen zur Qualitätssicherung.

13. PRÜFBERICHTE

Die sachverständige Stelle ist gemäß Abschnitt 10.4.2 lit. d) und e) Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 verpflichtet, sowohl einen internen als auch einen externen Bericht über ihre Emissionsberichtsprüfung zu erstellen.

Der interne Prüfbericht ist ein vollumfängliches Gutachten über die vorgenommene Emissionsberichtsprüfung, deren Aufbau, Inhalt und Ergebnisse. Er ist die Grundlage für die abschließende Bewertung und dient dazu, der DEHSt oder Akkreditierungsstelle die Herleitung des Testats auf entsprechende Nachforderung im Detail - gegebenenfalls auch nach Ablauf eines längeren Zeitraums - zu erläutern.

Der externe Prüfbericht ist eine auf die wesentlichen, für die Ermittlung der Emissionsmenge und Abgabepflicht relevanten Informationen verkürzte Form des internen Prüfberichts. Er muss seinem Wesen nach Transparenz herstellen. Die DEHSt muss sich auf Grundlage des Berichts ein Bild vom Ablauf und dem Ergebnis der Prüfung machen können. Der Prüfbericht muss sich insbesondere zur Einhaltung der rechtlichen Vorgaben und zum Umgang mit eventuellen Abweichungen von diesen befassen. Um Nachvollziehbarkeit zu gewährleisten, sollte die sachverständige Stelle hinterfragen, ob auffällige, d. h. nicht auf den ersten Blick als zutreffend erkannte Angaben im Emissionsbericht allein durch Lektüre des Prüfberichts verständlich werden.

Ein nicht aus sich heraus verständlicher Prüfbericht kann zur Anhörung des Betreibers und der Einleitung eines Rügeverfahrens gegenüber der für die sachverständige Stelle zuständigen DAU oder IHK führen.

Die elektronischen Berichtsformulare beinhalten Felder für Prüfvermerke der sachverständigen Stelle, die von dieser auszufüllen sind. Die Erfassungssoftware enthält für die sachverständige Stelle einen eigenen Programmzugang („Rolle“), der ihr die Editierung der „Sachverständigenfelder“ gestattet. Die sachverständige Stelle sieht in dieser Rolle dieselben Formularmasken wie der Anlagenbetreiber, kann aber nur die für sie vorgesehenen Felder bearbeiten. Die Sachverständigenfelder sind in den Formularansichten durch blauen kursiven Text gekennzeichnet. Die Sachverständigenfelder stehen grundsätzlich in unmittelbarem Zusammenhang mit den Feldern für die Angaben des Anlagenbetreibers. Die sachverständige Stelle muss für einzelne und/oder zu Gruppen zusammengefasste Angaben den jeweils

zutreffenden Prüfvermerk aus einem Menü auswählen (z. B. „zutreffend/nicht zutreffend“). Bei Datenfeldern, in denen eine differenzierte Stellungnahme der sachverständigen Stelle erforderlich ist, sind Freitextfelder zur detaillierten Stellungnahme vorgesehen. Im gesonderten Formular „Verifizierung - übergreifende Vermerke“ sind übergreifende Angaben zur Prüfung zu machen. Dort wird auch das Testat erteilt. Weitere Hinweise zum Umgang mit der Erfassungssoftware sind dem Benutzerhandbuch [„Software zur Emissionsberichterstattung 2008 nach § 5 TEHG“](#) zu entnehmen.

Der Prüfbericht muss Angaben zu sämtlichen im elektronischen Format zur Ausfüllung durch die sachverständigen Stellen vorgesehenen Feldern enthalten. Freitextfelder müssen vollständig, detailliert und nachvollziehbar ausgefüllt werden. Umfangreichere Textpassagen oder Kommentierungen, die mehr Platz in Anspruch nehmen, als ihn die entsprechenden Eingabefelder der Software bieten, können als separate Dokumente beigefügt werden⁶. Im Textfeld wird dann lediglich auf das beigefügte Dokument verwiesen. Das Gleiche gilt, wenn sich die sachverständige Stelle in ihren Ausführungen auf weitere Dokumente (z. B. Prüfungsplan, spezielle Gutachten) beziehen möchte. Auch diese müssen dem Prüfbericht beigefügt, an das Formular „Verifizierung“ angehängt und durch einen Verweis im elektronischen Format kenntlich gemacht werden.

Die Prüfung endet mit dem Testat und einer klaren Entscheidung der sachverständigen Stelle, ob der Emissionsbericht ordnungsgemäß ist oder nicht.

In FMS ist der Prüfbericht bereits durch die „Sachverständigenfelder“ sowie das Formular „Verifizierung“ abgebildet. Hat die sachverständige Stelle diese ausgefüllt, muss sie keinen zusätzlichen Prüfbericht übersenden. Es bleibt ihr freilich unbenommen, einen solchen ergänzend beizufügen.

⁶ Hinweis: Die Größe der Textfelder (maximal mögliche Zeichenzahl) ist in der Erfassungssoftware aus technischen Gründen begrenzt (vgl. Kapitel 4 Benutzerhandbuch für die Software zur elektronischen Datenmitteilung).

ANHANG 1: TABELLARISCHER ÜBERBLICK ÜBER VERÖFFENTLICHTE FAQs

Nr.	Fragestellung
FAQs zu Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012: Übergreifende Fragestellungen zum Monitoring	
1	<p>Bestimmung der jährlichen Gesamtemissionen: Welches sind die jährlichen Gesamtemissionen, die für die Zuordnung einer Anlage in die Kategorien A, B oder C zugrunde gelegt werden müssen? 26. Mai 2010</p>
2	<p>Emissionsschwache und De-minimis-Stoffströme: Wie werden emissionschwache und De-minimis-Stoffströme bestimmt und welche Erleichterungen bei der Bestimmung der CO₂-Emissionen können für diese Stoffströme in Anspruch genommen werden? 26. Mai 2010</p>
3	<p>Änderungen des Ebenenkonzepts: In welchen Fällen ist eine Änderung des gewählten Ebenenkonzepts erforderlich? 26. Mai 2010</p>
4	<p>Genehmigung/Monitoringkonzept: Muss jeder Betreiber einer emissionshandelspflichtigen Anlage ein Monitoringkonzept erstellen? 26. Mai 2010</p>
5	<p>Änderung des Monitoringkonzepts: In welchen Fällen müssen der zuständigen Behörde Änderungen des Monitoringkonzepts mitgeteilt werden? 26. Mai 2010</p>
6	<p>Verbrennung/Kohlelager/Brennstoffverbrauch: Entspricht es den Monitoring Leitlinien, wenn bei einem gemeinsamen Kohlelager eines Anlagenbetreibers für mehrere Anlagen die Aufteilung des Brennstoffverbrauchs in den einzelnen Anlagen über wärmetechnische Berechnungen erfolgt? 7. Mai 2008</p>
7	<p>Ebenenkonzept: Welches Ebenenkonzept muss der Anlagenbetreiber in der zweiten Handelsperiode einhalten und in welchen Fällen ist eine Abweichung vom Ebenenkonzept zu kennzeichnen und zu begründen? 26. Mai 2010</p>
8	<p>Kleine Anlagen/kleine Emittenten: Welche Anlagen können in der zweiten Handelsperiode Erleichterungen für kleine Emittenten in Anspruch nehmen und wie wird der Schwellenwert bestimmt? 26. Mai 2010</p>

Nr.	Fragestellung
9	<p>Erleichterungen für kleine Anlagen/kleine Emittenten: Welche Erleichterungen können kleine Emittenten in der zweiten Handelsperiode in Deutschland in Anspruch nehmen? 26. Mai 2010</p>
10	<p>Akkreditierte Prüflabore: Sind in jedem Falle nach EN ISO 17025:2005 akkreditierte Prüflabore einzusetzen? 01. August 2007</p>
11	<p>Monitoringkonzept/Beschreibung Messgeräte für Aktivitätsraten: Wie detailliert ist die Beschreibung der Messgeräte für die Bestimmung der Aktivitätsrate sowie die Angabe der technischen Daten und ihres Standortes auszuführen, wenn diese Messgeräte nicht vom Anlagenbetreiber, sondern vom Lieferanten betrieben werden? 26. Mai 2010</p>
12	<p>Gasförmige Brennstoffe/Zusammensetzungsdaten und Heizwert: Die Monitoring Leitlinien 2008-2012 beschreiben in Abschnitt 13.5.3 Anhang I die Ermittlung der Zusammensetzungsdaten von gasförmigen Brennstoffen und Materialien durch Online-Gaschromatografen und extraktive oder nicht extraktive Gasanalysatoren. Kann die Analyse gasförmiger Stoffe auch dann mit diesen Messsystemen ermittelt werden, wenn keine Akkreditierung des Betriebslabors nach EN ISO 17025 vorliegt? 26. Mai 2010</p>
20	<p>Weitergeleitetes CO₂/Ebenenkonzept: Wie wird weitergeleitetes CO₂ gemäß Nr. 5.7 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 sowohl bei der Einordnung der Anlage in die Spalte A, B oder C gemäß Tabelle 1 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 (Anlagenkategorie A, B oder C) auf der Grundlage der jährlichen Gesamtemissionen als auch bei der Festlegung von emissionsstarken und emissionschwachen Brennstoff- und Materialströmen berücksichtigt? 26. Mai 2010</p>
21	<p>Oxidationsfaktoren: Welcher Oxidationsfaktor ist bei der Emissionsermittlung und -berichterstattung anzusetzen? 26. Mai 2010</p>
22	<p>Emissionsfaktor, unterer Heizwert und Kohlenstoffgehalt/einheitliche Stoffwerte: Für die Zuteilung 2008-2012 werden bei Anlagen, die eine Zuteilung auf der Basis ihrer historischen Emissionen erhalten, für den Emissionsfaktor, den unteren Heizwert und/oder im Fall einer Kohlenstoffbilanz für den Kohlenstoffgehalt einheitliche Stoffwerte gemäß Anhang 1 Zuteilungsverordnung 2012 (ZuV 2012) zugrunde gelegt. Müssen diese einheitlichen Stoffwerte auch bei der Ermittlung der CO₂-Emissionen für die Emissionsberichterstattung 2008-2012 verwendet werden? 26. Mai 2010</p>
23	<p>Genauigkeitsanforderungen/Stoffströme: Welche Genauigkeitsanforderungen werden an die Mengenbestimmung der Stoffströme (Brennstoff- und/oder Materialströme) gerichtet, die innerhalb einer Anlage - z. B. einer Feuerungsanlage - den Einsatzstoff auf mehrere Anlagenteile - z. B. einzelne Feuerungsanlagen - verteilen? 15. Oktober 2007</p>

Nr.	Fragestellung
24	<p>Messgenauigkeit/Bestimmung der Tätigkeitsdaten: Was ist beim Monitoring hinsichtlich der Messgenauigkeit zu beachten und wie werden Unsicherheiten bei der Bestimmung der Tätigkeitsdaten nach den Vorgaben der Monitoring Leitlinien 2008-2012 berechnet und nachgewiesen? 26. Mai 2010</p>
25	<p>Messmethodik/Messung CO₂-Emissionen: Wie muss die Genauigkeit bei der Ermittlung der CO₂-Emissionen einer Anlage oder eines Anlagenteils nachgewiesen werden, wenn kontinuierliche Emissionsmessungen durchgeführt werden? 26. Mai 2010</p>
26	<p>Monitoring Leitlinien 2008-2012/Quelle: Was ist unter „Emissionsquelle“ im Sinne der Monitoring Leitlinien zu verstehen? 01. November 2007</p>
28	<p>Berechnung/CO₂-Emissionen: Wie ist der Nachweis der Einhaltung der Genauigkeitsanforderungen zu führen, wenn ein Anlagenbetreiber die Emissionen seiner Anlage durch Berechnung bestimmt? 26. Mai 2010</p>
29	<p>Geeichte Mengemessgeräte: Wie kann die Einhaltung der zulässigen Unsicherheit bei geeichten Mengemessgeräten wie z.B. Turbinenradzählern, Drehkolbengaszählern oder Förderbandwaagen nachgewiesen werden? 26. Mai 2010</p>
30	<p>Monitoring Leitlinien 2008-2012/rechtliche Verbindlichkeit: Inwieweit sind die Monitoring Leitlinien rechtlich verbindlich? 26. Mai 2010</p>
41	<p>Monitoring Leitlinien 2008-2012/Charge: Was ist unter dem Begriff „Charge“ im Sinne der Monitoring-Leitlinien zu verstehen? 17. Juli 2008</p>
42	<p>Verfahren für die spezifische Ermittlung von Stoffdaten: Welche Prüf- oder Analyseverfahren dürfen bei der spezifischen Ermittlung von Stoffdaten (z. B. Heizwert, Emissionsfaktor, Stoffzusammensetzung) für die Berichterstattung der Emissionen genutzt werden? 17. Juli 2008</p>

Nr.	Fragestellung
44	<p>Probenahme und Häufigkeit von Analysen:</p> <p>Anhang I Abschnitt 13.6 der Monitoring Leitlinien 2008-2012 gibt vor, dass die Probenahme und die Häufigkeit der Analysen gewährleisten müssen, dass der Jahresdurchschnitt des betreffenden Stoffparameters mit einer maximalen Unsicherheit von weniger als 1/3 der maximalen Unsicherheit bestimmt wird, der für die zugelassene Ebene für die Bestimmung der Tätigkeitsdaten desselben Stoffstroms vorgesehen ist. Welche Anforderungen bestehen an die Probenahme und die Häufigkeit der Analysen, wenn für die Bestimmung der Tätigkeitsdaten Erleichterungen - weil die Einhaltung der Anforderungen an die Bestimmung der Tätigkeitsdaten eines emissionsstarken Stoffstroms mit unverhältnismäßig hohen Kosten verbunden ist oder weil es sich um einen emissionschwachen Stoffstrom handelt - in Anspruch genommen werden?</p> <p>26. Mai 2010</p>
46	<p>Landesspezifische Standardwerte für Emissionsfaktoren, Heizwerte und Kohlenstoffgehalte:</p> <p>Welche Werte für Emissionsfaktoren, Heizwerte und Kohlenstoffgehalte sind im Rahmen der Emissionsberichterstattung 2008-2012 zu nutzen, wenn die Monitoring Leitlinien 2008-2012 die Verwendung von landesspezifischen Standardwerten vorsehen?</p> <p>26. Mai 2010</p>
47	<p>Unsicherheiten bei der Ermittlung von Stoffparametern: Probenahme- und Analysehäufigkeit, maximale Unsicherheit:</p> <p>Nach Abschnitt 13.6 der Monitoring Leitlinien müssen die Probenahme und die Häufigkeit der Analysen gewährleisten, dass der Jahresdurchschnitt des betreffenden Stoffparameters mit einer maximalen Unsicherheit von weniger als 1/3 der maximalen Unsicherheit bestimmt wird, die in Bezug auf die zugelassene Ebene für die Tätigkeitsdaten eines Stoffstroms vorgesehen ist. Wie kann die Einhaltung der maximalen Unsicherheit nachgewiesen werden?</p> <p>09. Oktober 2008</p>
48	<p>Unverhältnismäßig hohe Kosten:</p> <p>Die für die zweite Handelsperiode geltenden Monitoring Leitlinien (ML 2008-2012) ermöglichen in bestimmten Fällen ein Abweichen von den vorgesehenen Anforderungen, wenn die dafür erforderlichen Maßnahmen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen. In welchen Fällen sind die Kosten einer Maßnahme als unverhältnismäßig hoch anzusehen und wie kann die Unverhältnismäßigkeit der Kosten bestimmt werden?</p> <p>09. Oktober 2008</p>
49	<p>Auswahl von Schätzmethoden zur Überwachung und Berichterstattung von Stoffströmen:</p> <p>Welche Methode zur Überwachung und Berichterstattung von Stoffströmen muss gewählt werden, wenn mehrere Methoden möglich sind und die Monitoring Leitlinien 2008-2012 allgemein eine ebenenunabhängige Schätzung gestatten (z. B. zur Überwachung von De-Minimis-Stoffströmen oder reinen Biomassestoffströmen)?</p> <p>12. November 2009</p>
50	<p>Wahlrecht Ebene 2a/2b für den Heizwert und den Emissionsfaktor bei Energieanlagen der Kategorie A (ML 2008-2012):</p> <p>Müssen einheitliche Stoffwerte zwingend angewendet werden?</p> <p>26. Mai 2010</p>

Nr.	Fragestellung
51	<p>Kommerzielle Standardbrennstoffe vs. kommerzielle Brennstoffe:</p> <p>Kommerzielle Standardbrennstoffe: Welche Erleichterungen bieten die Monitoring Leitlinien 2008-2012 für die Berichterstattung beim Einsatz kommerzieller Standardbrennstoffe in Verbrennungsanlagen? Für welche in der Praxis häufig eingesetzten kommerziellen Standardbrennstoffe gelten diese Erleichterungen? Worin besteht der Unterschied zu kommerziellen Brennstoffen?</p> <p>26. Mai 2010</p>
52	<p>Unabhängige (unkorrelierte) und abhängige Unsicherheiten:</p> <p>Die Monitoring Leitlinien (ML 2008-2012) beschreiben in Abschnitt 7.1 Anhang I die Anforderungen an den Nachweis von Unsicherheiten für die Tätigkeitsdaten einzelner Stoffströme. Für die Anwendung des Fehlerfortpflanzungsgesetzes auf Unsicherheiten, die sich aus der Anwendung von Messsystemen ergeben, unterscheiden die ML 2008-2012 dabei zwischen unabhängigen Unsicherheiten und voneinander abhängigen Unsicherheiten. In welchen Fällen liegen statistisch unabhängige (unkorrelierte) Unsicherheiten und in welchen Fällen liegen keine statistisch unabhängigen Unsicherheiten vor?</p> <p>09. Oktober 2008</p>
54	<p>Verzicht auf individuelle Stoffwertermittlung in Anlagen der Kategorien B und C für nicht in Anhang 1 ZuV 2012 genannte Stoffe:</p> <p>Können Betreiber von Anlagen der Kategorien B und C für Brennstoffe, für die keine einheitlichen Stoffwerte in Anhang 1 ZuV 2012 ausgewiesen sind, Stoffwerte aus dem letzten nationalen Treibhausgasinventar verwenden?</p> <p>26. Mai 2010</p>
55	<p>Unzulässigkeit der Verwendung von Stoffwerten aus dem nationalen Treibhausgasinventar für in Anhang 1 ZuV 2012 gelistete Brennstoffe und Materialien:</p> <p>Können die im letzten nationalen Treibhausgasinventar ausgewiesenen Stoffwerte verwendet werden, wenn der Betreiber zur Anwendung der Ebene 2a (vgl. FAQ Nr. 54) berechtigt und der betreffende Stoff oder das betreffende Material in Anhang 1 ZuV 2012 aufgeführt ist?</p> <p>09. Februar 2009</p>
56	<p>Verifizierung/Monitoringkonzept:</p> <p>Muss das vom Anlagenbetreiber erstellte Monitoringkonzept von einem Sachverständigen verifiziert werden?</p> <p>09. Februar 2009</p>
57	<p>Kontrolle von Emissionen gemäß Abschnitt 10.1-10.3 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012:</p> <p>Welche Anforderungen bestehen an die Umsetzung der Vorgaben in Abschnitt 10.1-10.3 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012?</p> <p>20. November 2009</p>
FAQs zu Anhang III Monitoring Leitlinien 2008-2012: Mineralölraffinerien	
14	<p>Raffinerie/Schwerölvergasung:</p> <p>Wie werden die Emissionen bei der Schwerölvergasung nach den Monitoring Leitlinien 2008-2012 ab dem Berichtsjahr 2008 überwacht?</p> <p>16. Oktober 2007</p>

Nr.	Fragestellung
15	Raffinerie/Wasserstofferzeugung: Kann bei der Ermittlung der CO ₂ -Emissionen aus der Wasserstofferzeugung in Raffinerien, statt auf die Ermittlung der eingesetzten Kohlenwasserstoffe, auf die Ermittlung des Abgases aus der DWA-Stufe (Tailgas) und dessen Kohlenstoffgehaltes abgestellt werden? 26. Mai 2010
16	Raffinerie/Unsicherheitsfaktoren/Brennstoffströme: In Anhang II der Monitoring Leitlinien 2008-2012 sind Vorgaben über die zulässigen Unsicherheitsfaktoren bei der Ermittlung von Tätigkeitsdaten für die Emissionen aus der Verbrennung im Zusammenhang mit den in Anhang I der Richtlinie aufgelisteten Tätigkeiten in Abhängigkeit von der jeweiligen Ebene enthalten. Sind bei mehreren zu betrachtenden Brennstoffströmen pro Anlage (oder einheitlicher Anlage gemäß § 25 TEHG) die vorgegebenen Werte für jeden einzelnen Stoffstrom einzuhalten oder gelten diese Werte für die Summe der Stoffströme? 26. Mai 2010
17	Raffinerie/Kalzinerung von Petrolkoks: Wie werden die Emissionen bei der Kalzinerung von Petrolkoks nach den Monitoring Leitlinien 2008-2012 ab dem Berichtsjahr 2008 überwacht? 26. Mai 2010
18	Raffinerie/Regeneration von Katalysatoren für Crack- und Reformingprozesse: Wie werden die Emissionen bei der Regeneration von Katalysatoren für Crack- und Reformingprozesse ab dem Berichtsjahr 2008 ermittelt und wie wird die Gesamtunsicherheit dieses Verfahrens bestimmt? 20. November 2009
19	Raffinerie/Bilanzabgleich: Können die messtechnisch erfassten Tätigkeitsdaten, Brennstoff- oder Materialströme über einen Bilanzabgleich unter Berücksichtigung anderer Daten (Produktionsmengen, Energieverbrauch etc.) korrigiert werden? 16. Oktober 2007
43	Raffinerien/Fackelemissionen: Was ist bei der Ermittlung der Emissionen aus der Fackelbeaufschlagung (De-Minimis-Stoffstrom) über das Schätzverfahren zu beachten? 26. Mai 2010
FAQs zu Anhang VI Monitoring Leitlinien 2008-2012: Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggussanlagen	
13	Eisen und Stahl/Materialströme bei Massenbilanzansatz: Wie können bei Verwendung des Massenbilanzansatzes (Kohlenstoffbilanz) nach Anhang IV, V oder VI der Monitoring Leitlinien 2008-2012 einzelne Stoffe innerhalb der Bilanz als emissionsschwache und De-minimis-Brennstoff- und Materialströme behandelt werden?
FAQs zu Anhang VII Monitoring Leitlinien 2008-2012: Zement	
34	Zement/Sekundärbrennstoffe: Wie sind Sekundärbrennstoffe mit hohen Karbonatanteilen zu betrachten? 17. Juli 2008

Nr.	Fragestellung
35	<p>Zement/CO₂-Emissionsberichterstattung/Anlagenbegriff:</p> <p>Gemäß der europäischen Emissionshandelsrichtlinie unterliegen „Anlagen zur Herstellung von Zementklinker“ dem Emissionshandel. Die 4. BImSchV spricht von Anlagen zur Herstellung von Zementklinker oder Zement. Welcher Anlagenbegriff ist im Rahmen der CO₂-Emissionsberichterstattung zugrunde zu legen?</p> <p>17. Juli 2008</p>
36	<p>Zement/Monitoring Leitlinien 2008-2012/Bestimmung der Brennstoffmenge:</p> <p>Für die Ermittlung der Tätigkeitsdaten sehen die Monitoring Leitlinien 2008-2012 in Anhang I, Abschnitt 5.4 zwei Methoden vor: Demnach ist zum einen die Ermittlung des Brennstoffverbrauchs durch direkte Messung zulässig; zum anderen besteht die Möglichkeit, die in der jeweiligen Anlage eingesetzte Brennstoffmenge aus dem Brennstoffeinkauf unter Berücksichtigung der Lagerbestände am Jahresanfang und Jahresende sowie ggf. für andere Zwecke verkaufte bzw. weiterbeförderte Brennstoffmenge zu berechnen. Welche Methode ist für Zementwerke zu empfehlen?</p> <p>17. Juli 2008</p>
37	<p>Zement/Bestimmung der Prozessemissionen:</p> <p>In den Monitoring Leitlinien 2008-2012 sind zur Bestimmung der prozessbedingten Emission zwei Methoden vorgesehen: Berechnungsmethode A „Karbonate“ basiert auf dem Karbonatgehalt des Prozessinputs von CaO und MgO, die Berechnungsmethode B „Klinkerherstellung“ errechnet die Emission aus der Klinkerproduktion multipliziert mit einem Emissions- und Umsetzungsfaktor. In der betrieblichen Praxis ist sowohl bei der Methode A (Input-Betrachtung) als auch der Methode B (Output-Betrachtung) allein die Ermittlung der CO₂-Emissionen mit der von den Monitoring Leitlinien 2008-2012 geforderten Genauigkeit schwierig. So ist eine kontinuierliche Zementklinkerverwiegung im Dauerbetrieb aus technischen Gründen (Überhitzungsgefahr, Verschmutzung) mit der geforderten Genauigkeit in der Regel nicht möglich. Kann auch eine andere Methode zur Bestimmung der Zementklinkermenge zum Einsatz kommen, die die Einhaltung der Genauigkeitsanforderungen gemäß dem Ebenenkonzept ermöglicht?</p> <p>26. Mai 2010</p>
38	<p>Zement/Emissionsfaktor Bypassstaub:</p> <p>Die Monitoring Leitlinien 2008-2012 sehen für Bypassstaub als festen Standardwert den Emissionsfaktor von 0,525 für Zementklinker vor. Ist dies sachgerecht?</p> <p>17. Juli 2008</p>
39	<p>Zement/Ermittlung der CO₂-Emissionen aus Abgasfilter-/Bypassstaubmengen:</p> <p>Wie kann die Ermittlung der Abgasfilter- und Bypassstaubmengen erfolgen, wenn keine separate Messung hierfür vorgesehen ist?</p> <p>26. Mai 2010</p>
45	<p>Zement/Altreifen:</p> <p>Welche Stoffwerte können für Altreifen in der Emissionsberichterstattung für die Jahre 2008-2012 verwendet werden? Wie ist der biogene Kohlenstoffgehalt von Altreifen anzugeben?</p> <p>17. Juli 2008</p>

Nr.	Fragestellung
FAQs zu Anhang VIII Monitoring Leitlinien 2008-2012: Kalk	
32	<p>Kalk/Berechnungsmethode A/Bezug auf eingesetzten Rohstoff:</p> <p>In den Monitoring Leitlinien basieren bei der beschriebenen Berechnungsmethode A „Karbonate“ die Berechnung der Tätigkeitsdaten und die Bestimmung des Emissionsfaktors auf dem eingesetzten Karbonat. Kann nach Berechnungsmethode A auch auf den Rohstoff Kalkstein oder Dolomitstein Bezug genommen werden?</p> <p>26. Mai 2010</p>
33	<p>Kalk/Berechnungsmethode B/Bezug auf das Produkt:</p> <p>In den Monitoring Leitlinien 2008-2012 basieren bei der beschriebenen Berechnungsmethode B „Erdalkalioxide“ die Berechnung der Tätigkeitsdaten und die Bestimmung des Emissionsfaktors auf dem gebrannten Kalk. Kann nach Berechnungsmethode B auch auf das Produkt (ofenfallender Kalk) Bezug genommen werden?</p> <p>26. Mai 2010</p>
40	<p>Zucker/Ermittlung der CO₂-Restemission:</p> <p>In der Zuckerindustrie wird das beim Kalkbrennen erzeugte Kohlendioxid zum quantitativen Ausfällen der Kalkmilch im Produktionsprozess eingesetzt. Wie wird die Restemission an CO₂ ermittelt?</p> <p>17. Juli 2008</p>
FAQs zu Anhang X Monitoring Leitlinien 2008-2012: Keramik	
27	<p>Keramik/Bestimmung der Rohton-Menge durch Rückrechnung:</p> <p>Wie kann die Bestimmung der verarbeiteten Trockenmasse erfolgen, wenn die Eingangsmengen nicht erfasst werden?</p> <p>30. November 2007</p>
31	<p>Keramik/Berechnungsmethode B:</p> <p>Anhang X der Monitoring Leitlinien gibt für die Berechnung von Prozessemissionen aus dem Eingangsstoff zwei Methoden vor. Ist die Berechnungsmethode B „Erdalkalioxide“ auch weiterhin für die Ziegelindustrie anwendbar?</p> <p>17. Juli 2008</p>
53	<p>Keramik/Beprobung von Tonen und Betriebsmassen:</p> <p>Was ist für Anlagen der Kategorien A und B bei der Probenahme von Tonen und Betriebsmassen zu beachten, wenn der Emissionsfaktor nach Ebene 2 bestimmt werden soll?</p> <p>26. Mai 2010</p>
FAQs, die in Kürze veröffentlicht werden	
58	<p>Probenahme und Häufigkeit der Analysen:</p> <p>Was ist im Hinblick auf die Probenahme und die Häufigkeit der Analysen sowie die Anwendung der Tabelle 5 Abschnitt 13.6 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 zu beachten?</p>
59	<p>Biomasseanteil/Brennstoff oder Material:</p> <p>Wie soll der Biomasseanteil von Brennstoffen oder Materialien bestimmt werden, die sowohl biogenen als auch nicht-biogenen Kohlenstoff beinhalten?</p>

Nr.	Fragestellung
60	<p>Stoffparameter/Nachweis der Einhaltung der Genauigkeitsanforderungen:</p> <p>Wie ist der Nachweis der Einhaltung der Genauigkeitsanforderungen für Stoffparameter im Monitoringkonzept zu führen, wenn der Anlagenbetreiber verpflichtet ist, den jeweiligen Stoffparameter nach Maßgabe des Abschnitt 13.6 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 zu ermitteln? Wie ist bei Nichteinhaltung der Genauigkeitsanforderung zu verfahren?</p>

ANHANG 2: HINWEISE AN DIE PROBENAHME UND ANALYSE BEI DER SPEZIFISCHEN ERMITTLUNG VON BRENNSTOFFDATEN ANHAND VON BERECHNUNGEN (ABSCHNITT 5 I.V.M. ABSCHNITT 13 ANHANG I MONITORING LEITLINIEN 2008-2012)

Die im Folgenden beschriebenen Hinweise beziehen sich auf die Tätigkeiten der Monitoring Leitlinien (ML),

- bei denen Stoffdaten (z. B. Heizwert, Kohlenstoffgehalt, Biomasseanteil, Emissionsfaktor) nach Abschnitt 13 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 individuell zu ermitteln sind und keine einheitlichen Stoffwerte genutzt werden können⁷ und
- bei denen Abfallbrennstoffe, deren Stoffdaten in der Regel individuell zu ermitteln sind, zum Einsatz kommen.

Die nachfolgenden Hinweise an die Probenahme und Analyse von Brennstoffen stellen eine Handlungsempfehlung für die Erstellung von Monitoringkonzepten dar.

Sofern mit bereits bestehenden Vorgaben zur Durchführung von Probenahme und Analyse (z. B. über das Qualitätsmanagementsystem, die Genehmigung oder zu Abrechnungszwecken) höhere Anforderungen an die Probenahme und Analyse definiert sind, sollten diese auch für die Emissionsberichterstattung übernommen werden.

Die Probenahme zur Ermittlung von Stoffdaten sollte in möglichst engem zeitlichen und räumlichen Zusammenhang mit der Ermittlung der Verbrauchsmenge erfolgen. Sofern für Abrechnungszwecke bereits Festlegungen zum Ort der Probenahme und zur Ermittlung der Verbrauchsmengen bestehen, sollten die an dieser Stelle gewonnenen Daten zur Emissionsberichterstattung herangezogen werden. Daten des Brennstofflieferanten sind gegebenenfalls umzurechnen (z. B. vom oberen Heizwert H_o auf den unteren Heizwert H_u).

⁷ Soweit im Rahmen der Zuteilung auf Basis historischer Emissionen vereinheitlichte Berechnungsmethoden und Rechengrößen festgelegt wurden, müssen diese auch im Rahmen der Ermittlung der verursachten Emissionen verwendet werden (vgl. Nr.3 Teil I Anhang 2 TEHG und FAQs Nrn. 22, 30).

Grundsätzlich können Einzelproben aus einer Charge zu einer Sammelprobe (Mischprobe) vereinigt werden, die dann als Ausgangsprobe für die Analyse der Stoffdaten dient (vgl. Abschnitt 13.6 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012).

Wird beispielsweise jede Heizöllieferung beprobt, können die so gewonnenen Einzelproben zu einer Mischprobe zusammengeführt werden. Aus dieser Mischprobe wird dann durch Probenteilung eine Analysenprobe hergestellt. Für die so ermittelten Stoffdaten einer Charge können im Emissionsbericht nach dem Brennstoffverbrauch gewichtete Jahresmittelwerte angegeben werden. Die Ableitung des Jahresmittelwertes ist im Monitoringkonzept zu dokumentieren.

Die nachfolgend zitierten Normen stellen keine vollständige Auflistung aller in Betracht kommenden Normen dar. Als verbindlich sind - unter Beachtung der Normenhierarchie der Monitoring Leitlinien (vgl. Abschnitt 13 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012 und FAQ Nr. 28) - die Normen zu betrachten, in deren Anwendungsbereich der jeweilige Brennstoff enthalten ist. Gegebenenfalls sollten für bestimmte Brennstoffe (z. B. Abfallbrennstoffe), für die keine konkret auf diesen Brennstoff zugeschnittenen Normen zur Verfügung stehen, vorhandene Normen mit einem vergleichbaren Anwendungsbereich sinngemäß angewendet werden (z. B. sinngemäße Anwendung der Normen für Erdgas bei sonstigen gasförmigen Brennstoffen). In diesen Fällen können auch andere Regelungen genutzt werden (z. B. Vorgaben in Verordnungen zum KrW-/AbfG⁸), wenn diese im speziellen Anwendungsfall besser geeignet sind. Dies sollte dann im Monitoringkonzept durch den Anlagenbetreiber glaubhaft dargelegt werden.

Welches spezifische Verfahren („Probenahme- und Analysenkonzept“) zur Bestimmung der Stoffdaten eines bestimmten Brennstoffs oder Materials Anwendung finden soll, ist vor Beginn des jeweiligen Berichtszeitraums mit der zuständigen Behörde abzustimmen (vgl. Abschnitt 13 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012).

⁸ Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Beseitigung von Abfällen

Für die Bestimmung des Biomasseanteils (prozentualer Anteil des biogenen Kohlenstoffs an der gesamten Kohlenstoffmasse einer Probe) gelten zudem die speziellen Anforderungen Abschnitt 13.4 Anhang I Monitoring Leitlinien 2008-2012.

Werden die Vorgaben nach Abschnitt 13.6 zur Genauigkeit, mit der Stoffdaten ermittelt werden sollen („1/3-Unsicherheit, vgl. FAQ [Nr. 44](#), [47](#)), nicht eingehalten, d. h. beträgt die Unsicherheit mit der Stoffdaten bestimmt werden mehr als ein Drittel der Unsicherheit, die für die Ermittlung der Stoffmenge zugelassen ist, setzt die zuständige Behörde die konkrete Analysenhäufigkeit fest. Nur wenn gegenüber der zuständigen Behörde nachgewiesen werden kann, dass auch dieses Vorgehen unverhältnismäßig ist (vgl. FAQ [Nr. 48](#)), kann auf die Mindestanforderungen für die Analysenhäufigkeit nach Tabelle 5 Abschnitt I Monitoring Leitlinien 2008-2012 zurückgegriffen werden.

1. ANFORDERUNGEN AN DIE PROBENAHME

1.1. Probenahme gasförmiger Brennstoffe

Brennstoff	zu bestimmender Parameter	Probenahme			Probenahmевorschrift
		Methode	Ort	Häufigkeit	
Erdgas	Heizwert Kohlenstoffgehalt	geeichte Messanlagen des Gaslieferanten (direkte oder indirekte Probenahme)	an ausgewählte Stellen im Erdgasnetz (z. B. Einspeisestellen, Übergabestellen)	gemäß Vertragssituation, abhängig Schwankungsbreite der Gaszusammensetzung	DIN EN ISO 10715 (Probenahme Erdgas)
Sonstige gasförmige Brennstoffe (z. B. Raffineriegase, Gichtgas)	Heizwert Kohlenstoffgehalt ggf. Biomassegehalt (biogener Kohlenstoffgehalt)	analog zu Erdgas (direkte oder indirekte Probenahme)	beim Betreiber	individuelle Ermittlung der Häufigkeit erforderlich abhängig von Heterogenität des Brennstoffs	in Analogie zu Erdgas: DIN EN ISO 10715 (Probenahme Erdgas) DIN 51853 (Probenahme Brenngase)

1.2. Probenahme flüssiger Brennstoffe

Brennstoff	zu bestimmender Parameter	Probenahme			Probenahmевorschrift
		Methode	Ort	Häufigkeit	
Heizöl nach DIN 51603	Heizwert Kohlenstoffgehalt	Überwiegend manuelle Probenahme	Überwiegend bei Produzent, ggf. zusätzlich beim Betreiber	Beprobung jeder Charge	DIN 51750 Teil 1 bis 3 (Probenahme Mineralöl)
Sonstige flüssige Brennstoffe	Heizwert Kohlenstoffgehalt ggf. Biomassegehalt (biogener Kohlenstoffgehalt)	Vorgehen analog zu Heizöl (überwiegend manuelle Probenahme)	bei Lieferant und/oder Betreiber	individuelle Ermittlung der Häufigkeit erforderlich abhängig von der Heterogenität des Brennstoffs bei Lieferung in definierten Mengeneinheiten: Einzelproben aus jeder Charge	In Analogie zu Heizöl: DIN 51750 Teil 1 bis 3 (Probenahme Mineralöl) ggf. spezielle Regelungen zur Probenahme: z. B. Altölverordnung

1.3. Probenahme fester Brennstoffe

Brennstoff	zu bestimmender Parameter	Probenahme			Probenahmenvorschrift
		Methode	Ort	Häufigkeit	
Steinkohle/ Braunkohle und deren Veredlungs- produkte	Heizwert Kohlenstoffgehalt	Automatische oder manuelle Probenahme	bei Lieferant und/oder Betreiber	Beprobung jeder Charge; Anzahl Einzelproben von Liefermenge und Art der Probenahme abhängig	ISO 13909 (Probenahme Steinkohle und Koks) DIN 51701 (Probenahme feste Brennstoffe)
Sonstige feste Brennstoffe	Heizwert Kohlenstoffgehalt ggf. Biomassegehalt (biogener Kohlenstoffgehalt)	Automatische oder manuelle Probenahme	bei Lieferant und/oder Betreiber	individuelle Ermittlung der Häufigkeit erforderlich abhängig von der Heterogenität des Brennstoffs bei Lieferung in definierten Mengeneinheiten: Einzelproben aus jeder Charge	DIN 51701 (Probenahme feste Brennstoffe) LAGA PN 98 (Grundregeln für die Entnahme von Proben aus festen und stichfesten Abfällen sowie abgelagerten Materialien) Feste Sekundärbrennstoffe: DIN CEN/TS 15442 Feste Biobrennstoffe: DIN CEN/TS 14778 (Teil 1 und 2), DIN CEN/TS 14779 Prüf- und Gütebestimmungen der BGS ⁹ Altholzverordnung Ggf. spezielle Regelungen

⁹ Gütegemeinschaft Sekundärbrennstoffe und Recyclingholz e.V.

2. ANFORDERUNGEN AN DIE ANALYSE

2.1. Analyse von gasförmigen Brennstoffen

Erdgas

Brennstoff	Datenquelle	Analyseverfahren	
		Methode	Vorschriften
unterer Heizwert	Lieferantenangabe oder eigene Berechnung auf Basis der Erdgaszusammensetzung (wird üblicherweise durch Lieferant ermittelt)	Ermittlung der Gasbestandteile mittels Gaschromatograf; Berechnung aus Heizwerten der Gasbestandteile	DIN EN ISO 6974, DIN 51872 (Gaschromatografie) DIN 51857, DIN EN ISO 6976 (Berechnung Heizwert) DIN EN ISO 10723 (Leistungsfähigkeit Online-Analysensysteme)
Kohlenstoffgehalt	Siehe Heizwert	Ermittlung der Gasbestandteile mittels Gaschromatograf; Berechnung aus Kohlenstoffgehalten der Gasbestandteile	siehe Heizwert
Emissionsfaktor	Lieferantenangabe oder eigene Berechnung auf Basis der Analysen von Heizwert und Kohlenstoffgehalt	Berechnung als gewichteter Jahres-Mittelwert für Charge	$EF = \frac{C_{gesamt} * 3,664}{Hu}^{10}$

¹⁰ EF = Emissionsfaktor, Hu = Heizwert, C_{gesamt} = gesamter Kohlenstoffgehalt

Sonstige gasförmige Brennstoffe

Brennstoff	Datenquelle	Analyseverfahren	
		Methode	Vorschriften
unterer Heizwert	eigene Berechnung auf Basis der Gaszusammensetzung (wird üblicherweise durch Betriebslabor ermittelt)	Ermittlung Verteilung der Gasbestandteile mittels Gaschromatograf und Berechnung aus Heizwerten der Gasbestandteile	DIN 51872 (Gaschromatografie) DIN 51857 (Heizwert)
Kohlenstoffgehalt	Siehe Heizwert	Ermittlung Verteilung der Gasbestandteile mittels Gaschromatograf und Berechnung aus Kohlenstoffgehalt der Gasbestandteile	siehe Heizwert
Biomasseanteil (biogener Kohlenstoffgehalt)	siehe Heizwert	C14-Methode Alternative: Schätzmethode, vgl. auch Abschnitt 13.4 Anhang I ML 2008-2012	In Analogie zu DIN CEN/TS 15474 (in Vorbereitung, vgl. DIN-Fachbericht CEN/TR 15591)- ¹¹
Emissionsfaktor	eigene Berechnung auf Basis der Analysen von Heizwert und Kohlenstoffgehalt, ggf. unter Berücksichtigung des biogenen Kohlenstoffgehalts	Berechnung als gewichteter Jahres-Mittelwert für Charge	$EF = \frac{C_{gesamt} * 3,664}{Hu}$ ¹²

¹¹ Aktuell existieren keine konkreten CEN-/ISO- oder DIN-Normen zur Bestimmung des biogenen Kohlenstoffgehalts in gasförmigen Brennstoffen. Da die eigentliche Bestimmung des biogenen Kohlenstoffgehalts mittels C14-Methoden aus der Gasphase heraus erfolgt, können grundsätzlich auch gasförmige Brennstoffe analysiert werden.

¹² Werden Stoffe mit Biomasseanteilen eingesetzt wird in FMS sowohl der Emissionsfaktor (bezogen auf den gesamten Kohlenstoffgehalt) als auch der Biomasseanteil (biogener Kohlenstoffgehalt bezogen auf den gesamten Kohlenstoffgehalt) angegeben.

2.2. Analyse von flüssigen Brennstoffen

Heizöl nach DIN

Brennstoffstrom	Datenquelle	Analyseverfahren	
		Methode	Vorschriften
unterer Heizwert	Lieferantenangabe und/oder eigene Analyse	Analyse mittels Bombenkalorimeter oder Berechnung mittels Dichte und Schwefelgehalt nach DIN 51603	DIN 51603-5 (Mindestanforderungen Heizöl) DIN 51900 (Heizwert) DIN 51757, DIN EN ISO 12185 (Dichte) DIN EN 24260, DIN 51400-11 (Schwefel)
Kohlenstoffgehalt	siehe Heizwert	Analyse mittels Chromatografie oder Elementaranalyse	DIN EN ISO 14517, DIN 51425 (Gaschromatografie); in Analogie zu DIN ISO 10694 (Elementaranalyse)
Biomasseanteil (biogener Kohlenstoffgehalt)	-	-	-
Emissionsfaktor	Lieferantenangabe oder eigene Berechnung auf Basis der Analysen von Heizwert und Kohlenstoffgehalt	Berechnung als gewichteter Jahres-Mittelwert für gleiche Charge	$EF = \frac{C_{gesamt} * 3,664}{Hu}$

Sonstige flüssige Brennstoffe

Brennstoff	Datenquelle	Analyseverfahren	
		Methode	Vorschriften
unterer Heizwert	Lieferantenangabe und/oder eigene Analyse	Analyse mittels Bombenkalorimeter	in Analogie zu DIN 51900 (Heizwert)
Kohlenstoffgehalt	siehe Heizwert	Analyse mittels Chromatografie oder Elementaranalyse	DIN EN ISO 14517, DIN 51425 (Gaschromatografie) In Analogie zu DIN ISO 10694 (Elementaranalyse)
Biomasseanteil (biogener Kohlenstoffgehalt)	siehe Heizwert	C14-Methode Alternative: Schätzmethode, vgl. auch Abschnitt 13.4 Anhang I ML	in Analogie zu DIN CEN/TS 15474 (in Vorbereitung, vgl. auch DIN-Fachbericht CEN/TR 15591), DIN CEN/TS 15440 Anhang E, Analysevorschriften der BGS (RAL-GZ 724) ¹³ ,
Emissionsfaktor	eigene Berechnung auf Basis der Analysen von Heizwert und Kohlenstoffgehalt, ggf. unter Berücksichtigung des biogenen Kohlenstoffgehalts	Berechnung als gewichteter Jahres-Mittelwert für gleiche Charge	$EF = \frac{C_{gesamt} * 3,664}{Hu}$ ¹⁴

¹³ Aktuell existieren keine konkreten CEN-/ISO- oder DIN-Normen zur Bestimmung des biogenen Kohlenstoffgehalts in flüssigen Brennstoffen. Ggf. sind die für feste Brennstoffe vorhandenen Normen übertragbar.

¹⁴ Werden Stoffe mit Biomasseanteilen eingesetzt wird in FMS sowohl der Emissionsfaktor (bezogen auf den gesamten Kohlenstoffgehalt) als auch der Biomasseanteil (biogener Kohlenstoffgehalt bezogen auf den gesamten Kohlenstoffgehalt) angegeben.

2.3. Analyse von festen Brennstoffen

Steinkohle, Braunkohle und Veredlungsprodukten¹⁵

Brennstoff	Datenquelle	Analyseverfahren	
		Methode	Vorschriften
unterer Heizwert	Lieferantenangabe und/oder eigene Analyse	Analyse mittels Bombenkalorimeter	DIN 51900 (Heizwert)
Kohlenstoffgehalt	siehe Heizwert	Elementaranalyse oder Analyse nach Radmacher-Hoverath	(Vornorm) ISO/TS 12902 (Elementaranalyse) DIN 51721 (Radmacher-Hoverath)
Biomasseanteil (biogener Kohlenstoffgehalt)	-	-	-
Emissionsfaktor	Lieferantenangabe oder eigene Berechnung auf Basis der Analysen von unterem Heizwert und Kohlenstoffgehalt	Berechnung als gewichteter Jahres-Mittelwert für gleiche Charge	$EF = \frac{C_{gesamt} * 3,664}{Hu}$

¹⁵ Unter diesem Begriff sind feste Veredlungsprodukte von Stein- und Braunkohlen wie Braunkohlenbriketts, Braunkohlenstaub, Wirbelschichtkohle und Steinkohlenkoks zusammengefasst.

Sonstige feste Brennstoffe

Brennstoff	Datenquelle	Methode	Analysenverfahren
			Vorschriften
unterer Heizwert	Lieferantenangabe und/oder eigene Analyse	Analyse mittels Bombenkalorimeter	Feste Brennstoffe: DIN 51900 Feste Sekundärbrennstoffe: DIN CEN/TS 15400 Feste Biobrennstoffe: DIN CEN/TS 14918
Kohlenstoffgehalt	siehe Heizwert	Elementaranalyse oder Analyse nach Radmacher-Hoverath	Feste mineralische Brennstoffe: (Vornorm) ISO/TS 12902 Feste Brennstoffe: DIN 51732 (Elementaranalyse), DIN 51721 (Radmacher-Hoverath) Feste Sekundärbrennstoffe: DIN CEN/TS 15407 (Elementaranalyse) Feste Biobrennstoffe: DIN CEN/TS 15104 (Elementaranalyse)
Biomasseanteil (biogener Kohlenstoffgehalt)	siehe Heizwert	Methode der selektive Lösung (SDM) C14-Methode Alternative: Schätzmethoden, vgl. auch Abschnitt 13.4 Anhang I ML 2008-2012	Feste Sekundärbrennstoffe: DIN CEN/TS 15440 Anhang E, Analysenvorschriften der BGS (RAL-GZ 724) (SDM), DIN CEN/TS 15474 (in Vorbereitung, vgl. auch DIN-Fachbericht CEN/TR 15591)
Emissionsfaktor	eigene Berechnung auf Basis der Analysen von Heizwert und Kohlenstoffgehalt, ggf. unter Berücksichtigung des biogenen Kohlenstoffgehalts	Berechnung als gewichteter Jahres-Mittelwert für gleiche Charge	$EF = \frac{C_{gesamt} * 3,664}{Hu}$ ¹⁶

¹⁶ Werden Stoffe mit Biomasseanteilen eingesetzt wird in FMS sowohl der Emissionsfaktor (bezogen auf den gesamten Kohlenstoffgehalt) als auch der Biomasseanteil (biogener Kohlenstoffgehalt bezogen auf den gesamten Kohlenstoffgehalt) angegeben.

ANHANG 3: GESETZLICHES MESSWESEN IN DEUTSCHLAND

Die im Folgenden dargestellte Übersicht der Eichfehlergrenzen, Verkehrsfehlergrenzen und Eichgültigkeiten für geeichte Messgeräte wurde gemeinsam mit der Physikalisch Technischen Bundesanstalt erarbeitet.

Eich- und Verkehrsfehlergrenzen sowie Eichgültigkeitsdauern gemäß Eichordnung¹⁾ für ausgewählte Messgeräte (Stand: Juli 2007)

Geräteart	Vorschriften	Eichfehlergrenzen	Verkehrsfehlergrenze	Eichgültigkeitsdauer	Fundstelle
Förderbandwaagen (als selbsttätige Waage)	MID	Gkl. 0,5 1 2 ²⁾ 0,25 % Gkl. 0,5 % Gkl. 1,0 %	Gkl. 0,5 Gkl. 1 Gkl. 2 ²⁾ 0,5 % 1,0 % 2,0 %	2 Jahre	EO 10-1: Verweis auf MI-006; Kap. I und V (2004/22/EG)
Straßenfahrzeugwaagen (als nichtselbsttätige Waage der Gkl. III, LKW-Waage)	Innerstaatlich	Last: m ≤ 500 e ³⁾ e 500 < m ≤ 2000 e m > 2000 e 0,5 1,0 e 1,5 e	Last: m ≤ 500 e ³⁾ 500 < m ≤ 2000 e m > 2000 e 1,0 e 2,0 e 3,0 e	2 Jahre	EO 9
Gleiswaagen (als selbsttätige Waage)	MID	Gkl. 0,2 Gkl. 0,5 Gkl. 12) 0,1 % 0,25 % 0,5 %	Gkl. 0,2 Gkl. 0,5 Gkl. 1 ²⁾ 0,2 % 0,5 % 1,0 %	2 Jahre	EO 10-1: Verweis auf MI-006, Kap. I und VI (2004/22/EG)
Gaszähler: Kl. 1,0: Drehkolbengaszähler, Turbinenradgaszähler, Ultraschallgaszähler, Wirbelgaszähler, Corioliszähler	MID	Kl. 1,0 bei Kennlinienkorrektur im Zähler oder im Mengen- umwerter 1,0 % 0,4 %	Kl. 1,0 Die Verkehrsfehlergrenze bleibt formal unverändert, eine Verringerung der MU bei der Anwendung ist aber gegeben 2,0 %	8, 12 bzw. 16 Jahre ⁴⁾ bei Reihenschaltung und Vergleichsmessungen mit verschiedenen Messprinzipien: unbefristet	EO 7-1 Teil 1: Verweis auf MI-002 Teil I (2004/22/EG)

Geräteart	Vorschriften	Eichfehlergrenzen	Verkehrsfehlergrenze	Eichgültigkeitsdauer	Fundstelle
Kl. 1,5: Balgengaszähler, Ultraschall- Haushaltszähler		Kl. 1,5 1,5 %	Kl. 1,5 3,0 %	8 Jahre, Verlängerung mit Stichprobenverfahren möglich	
Temperaturumwertende Zähler		Kl. 1,0 1,5 % Kl. 1,5 2 % Weitere Erhöhung der Fehlergrenzen wenn Basis- Temperaturbereich von 30 °C verlassen wird (jeweils 0,5% je 10 °C)	Kl. 1,0 3,0 % Kl. 1,5 4 %		
Messaufnehmer für Wirkdruckgaszähler:	Innerstaatlich		Für Wirkdruckgaszähler existieren keine Verkehrsfehlergrenzen , eine Unsicherheitsbewertun g im eichrechtlichen Gebrauch wird unter Berücksichtigung der Vorgaben der DIN EN ISO 5167 vorgenommen.	2 Jahre ohne Filter 4 Jahre mit Filter	EO 7-2
Wirkdruck (Differenzdruck)		0,3 % (vom Endwert)			
Dichte (Betriebszustand)		0,5 %			
Dichte (Normzustand)		0,5 %			
statischer Druck für die Dichtebestimmung		0,5 %			
Durchflusskoeffizient C		1,2 %			
Temperatur		0,5°C			
Brennwertmessgeräte	Innerstaatlich	0,8 % (vom Messbereichsendwert)	1,6 % (vom Messbereichsendwert)	1 Jahr	EO 7-6
Elektronische Mengennumwerter:	MID			5 Jahre	EO 7-4 Teil 1: Verweis auf MI-002 Teil II (2004/22/EG)
Zustands- Mengennumwerter		1,0 % ^{5) 6)}	2,0 % ⁵⁾		
Temperatur-Mengennumw.		0,7 % ⁶⁾	1,4 %		
Dichte-Mengennumwerter	Innerstaatlich	1,0 % ⁶⁾	2,0 %	5 Jahre	EO 7-4 Teil 2 (innerstaatliche Anforderungen)
Brennwert-Mengennumw.		1,0 % ⁶⁾	2,0 %		

Geräteart	Vorschriften	Eichfehlergrenzen	Verkehrsfehlergrenze	Eichgültigkeitsdauer	Fundstelle
Messgeräte für Flüssigkeiten außer Wasser (z.B. Turbinenradzähler)	MID	Zähler (außer verflüssigte Gase): KI. 0,5 0,3 %	Zähler (außer verflüssigte Gase): KI. 0,5 0,3 %	2 Jahre	EO 5: Verweis auf MI-005 (2004/22/EG)
Temperatur-Messgeräte (Thermopaare, Thermoelemente)	Innerstaatlich	KI. 1 1,5 °C (max. 4 °C) ⁷⁾ KI. 2 2,5 °C (max. 9 °C) ⁷⁾ KI. 3 4 °C (max. 9 °C) ⁷⁾	KI. 1 3,0 °C (max. 8 °C) ⁷⁾ KI. 2 5,0 °C (max. 18 °C) ⁷⁾ KI. 3 8 °C (max. 18 °C) ⁷⁾	2 Jahre in Lagerbehältern bei behördlicher Prüfung der Temperaturanzeige: 6 Jahre	EO 14-2

Abkürzungen/Erläuterungen:

- Eichfehlergrenzen, festgelegt in der Anlage zur Eichordnung (EO).
 - -Verkehrsfehlergrenzen, betragen nach § 33 Abs. 4 der EO das Doppelte der Eichfehlergrenzen, soweit in den Anlagen zur EO nichts anderes festgesetzt ist.
 - Eichgültigkeitsdauer (EGD), beträgt 2 Jahre, soweit in Anhang B der EO nichts anderes festgelegt ist.
 - Gkl./Kl.: Genauigkeitsklasse/Klasse
 - Vorschriften „Innerstaatlich“:
Messgeräte mit einer innerstaatlichen Bauartzulassung zur Eichung, gilt nur in der Bundesrepublik Deutschland. Erstgeeichte Messgeräte dürfen unbefristet nachgeeicht werden, soweit sie die Fehlergrenzen einhalten.
 - Vorschriften „MID“:
Messgeräte mit einer Kennzeichnung entsprechend der Europäischen Messgeräte-richtlinie 2004/22/EG (MID) und einer Konformitätserklärung des Herstellers. In Betrieb genommene Messgeräte unterliegen der Eichpflicht. An die Stelle des Jahres der Ersteinrichtung tritt die in der MID-Kennzeichnung enthaltene Jahreszahl. Die Messgeräte der MID, die bereits nach alten Vorschriften zugelassen sind, dürfen noch längstens bis zum 30.10.2016 durch Zulassung und Ersteinrichtung in Verkehr gebracht und unbefristet nachgeeicht werden. Für die Nacheichung gelten aber auch die Fehlergrenzen wie für MID-Messgeräte.
- ¹⁾ Eichordnung (EO) vom 12. August 1988, zuletzt geändert durch Verordnung vom 8. Februar 2007 (Umsetzung der MID).
- ²⁾ Nur für Anwendungen nach EO 9 Nr. 5 (Baustoffwaagen, Waagen für Sand, Kies, Abfälle u. a.)
- ³⁾ e ist der Eichwert (bei Handelswaagen gleich dem Teilungswert).
- ⁴⁾ Die EGD ist abhängig von der Größe der Zähler (siehe EO/AV Anhang B).
- ⁵⁾ Angabe für zusammengesetzte Zähler mit Mengenumwerter (MU): erfolgt eine Kennlinienkorrektur im MU verringert sich die Fehlergrenze des angeschlossenen Gaszählers von 1 % auf 0,4 %.
- ⁶⁾ Bei Referenzbedingungen 0,5 %. Hier offensichtlich ohne Bedeutung.
- ⁷⁾ Die Fehlergrenzen sind abhängig vom Material der Thermopaare und von der gemessenen Temperatur (maximaler Wert), z.B. 2,5 °C oder 0,0075 - T, es gilt der größere Wert.

ANHANG 4: ÜBERSICHT VERÖFFENTLICHUNGEN

- [Anwenderhandbuch für die Software für die Virtuelle Poststelle \(VPS\)](#)
- [Benutzerhandbuch für die Software zur elektronischen Berichterstattung \(FMS\)](#)
- [Benutzerhandbuch zum Register](#)
- [Branchenbeispiele für Monitoringkonzepte](#)
- [Leitfaden Zuteilungsregeln](#)
- [Monitoring Leitlinien 2008-2012](#)
- [Muster-Monitoringkonzept](#)
- [Sachverständigenliste](#)
- [TEHG](#)
- [XML Schnittstelle](#)
- [Zuteilungsgesetz \(ZuG 2012\)](#)
- [Zuteilungsverordnung 2012 \(ZuV 2012\)](#)