



Emissionsberichterstattungsverordnung 2022 (EBeV 2022)

in der von der Bundesregierung am 2. Dezember 2020 beschlossenen
Fassung (inoffizielle Lesefassung)

Verordnung

der Bundesregierung

Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2021 und 2022

(Emissionsberichterstattungsverordnung 2022 – EBeV 2022)

Vom ...

Auf Grund des § 6 Absatz 5 und des § 7 Absatz 4 und Absatz 5 Satz 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), von denen § 7 Absatz 4 Nummer 2 durch Artikel 1 Nummer 3 des Gesetzes vom 3. November 2020 (BGBl. I S. 2291) geändert worden ist, verordnet die Bundesregierung:

Inhaltsübersicht

Abschnitt 1

Allgemeine Vorschriften

- § 1 Anwendungsbereich und Zweck
- § 2 Begriffsbestimmungen

Abschnitt 2

Überwachungsplan (zu § 6 des Gesetzes)

- § 3 Entbehrlichkeit des Überwachungsplans

Abschnitt 3

Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung der Brennstoffemissionen (zu §§ 6 und 7 des Gesetzes)

- § 4 Allgemeine Grundsätze
- § 5 Ermittlung von Brennstoffemissionen
- § 6 Berücksichtigung des Bioenergieanteils bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen
- § 7 Berichterstattung

- § 8 Berichterstattungsgrenze
- § 9 Aufbewahrung von Unterlagen und Daten
- § 10 Vermeidung von Doppelerfassungen nach § 7 Absatz 4 Nummer 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes
- § 11 Vermeidung von Doppelbelastungen nach § 7 Absatz 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes

A b s c h n i t t 4 S c h l u s s b e s t i m m u n g e n

- § 12 Inkrafttreten

Anlage 1 (zu § 5, § 6, § 10 und § 11) Ermittlung der Brennstoffemissionen

Anlage 2 (zu § 6, § 7, § 10 und § 11) Mindestinhalt eines jährlichen Emissionsberichts

Anlage 3 (zu § 11) Erforderliche Erklärungen, Angaben und Nachweise des belieferten Unternehmens im Zusammenhang mit dem Abzug von Brennstoffemissionen bei der Lieferung von Brennstoffen zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage

A b s c h n i t t 1 **A l l g e m e i n e V o r s c h r i f t e n**

§ 1

Anwendungsbereich und Zweck

Diese Verordnung gilt innerhalb des Anwendungsbereichs des Brennstoffemissionshandelsgesetzes. Sie ist beschränkt auf die Konkretisierung der Anforderungen der §§ 6 und 7 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes für die Periode 2021 und 2022.

§ 2

Begriffsbestimmungen

Für diese Verordnung gelten neben den Begriffsbestimmungen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes und der Brennstoffemissionshandelsverordnung die folgenden Begriffsbestimmungen:

1. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung:
Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174), die zuletzt durch Artikel 262 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung;
2. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung:
Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 30. September 2009 (BGBl. I S. 3182), die zuletzt durch Artikel 263 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung;

3. Berechnungsfaktoren:
die in Anlage 1 Teil 4 aufgeführten Parameter Heizwert, Emissionsfaktor und Umrechnungsfaktor;
4. Heizwert (Hi):
die bei vollständiger Verbrennung eines Brennstoffs mit Sauerstoff unter Standardbedingungen als Wärme freigesetzte spezifische Energiemenge abzüglich der Verdampfungswärme des im Abgas enthaltenen Wasserdampfs;
5. Emissionsfaktor (EF):
Parameter zur Angabe, wieviel Kohlendioxid je Energiemenge eines Brennstoffs bei der vollständigen Umsetzung mit Sauerstoff emittiert werden kann auf der Grundlage des Nationalen Inventarberichts 2020 und den darin enthaltenen Daten für 2018;
6. Umrechnungsfaktoren:
die in Anlage 1 Teil 4 aufgeführten Parameter zur Umrechnung von physikalischen Einheiten (u.a. Dichte, Energie);
7. Standardwerte:
die in Anlage 1 Teil 4 vorgegebenen Werte zur Emissionsermittlung;
8. Brennstoffe:
die in Anlage 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes genannten Brennstoffe;
9. Bioenergieanteil:
das Verhältnis der aus Biomasse stammenden Energiemenge zur Gesamtenergiemenge eines Brennstoffs, der nach § 2 Absatz 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in einem Kalenderjahr in Verkehr gebracht wurde, ausgedrückt als Bruchteil;
10. Biomasseanteil:
das Verhältnis des aus Biomasse stammenden Kohlenstoffs zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs oder Materials, ausgedrückt als Bruchteil, wie er in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage nach den Vorgaben der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission vom 19. Dezember 2018 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission (ABl. L 334 vom 31.12.2018, S. 1, L 118 vom 6.5.2019, S. 10) in der jeweils geltenden Fassung zu bestimmen ist.

A b s c h n i t t 2

Ü b e r w a c h u n g s p l a n (z u § 6 d e s G e s e t z e s)

§ 3

Entbehrlichkeit des Überwachungsplans

Für die Periode 2021 und 2022 entfallen die Pflichten nach § 6 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes zur Übermittlung und Genehmigung eines Überwachungsplans oder eines vereinfachten Überwachungsplans.

Abschnitt 3

Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung der Brennstoffemissionen (zu §§ 6 und 7 des Gesetzes)

§ 4

Allgemeine Grundsätze

(1) Für die Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung der Brennstoffemissionen gelten die in den Absätzen 2 bis 4 näher bestimmten Grundsätze der Vollständigkeit, der Konsistenz und der Integrität der zu berichtenden Daten.

(2) Der Verantwortliche ist verpflichtet, die Brennstoffemissionen vollständig zu überwachen, zu ermitteln und zu berichten. Dazu sind sämtliche Mengen an Kohlendioxid zu überwachen, zu ermitteln und zu berichten, die bei einer Verbrennung von Brennstoffen freigesetzt werden können und dem Verantwortlichen infolge des Inverkehrbringens nach § 2 Absatz 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes zugerechnet werden. Das Auftreten von Datenlücken ist soweit wie möglich zu vermeiden. Dennoch verbliebene Datenlücken sind durch konservative Schätzungen zu schließen.

(3) Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung der Brennstoffemissionen müssen konsistent und in der Zeitreihe vergleichbar vorgenommen werden. Der Verantwortliche ist verpflichtet, die erforderlichen Daten, einschließlich der Bezugswerte und Brennstoffmengen auf transparente Weise so zu erfassen, zusammenzustellen und zu dokumentieren, dass die Emissionsbestimmung von einem Dritten innerhalb einer angemessenen Frist nachvollzogen werden kann.

(4) Der Verantwortliche trägt dafür Sorge, dass hinreichende Gewähr für die Integrität der mitzuteilenden Emissionsdaten besteht. Er ist verpflichtet, die Emissionen anhand der in dieser Verordnung angeführten Überwachungs- und Ermittlungsmethoden zu bestimmen. Der Emissionsbericht und die darin gemachten Aussagen dürfen weder systematisch noch wissentlich falsche Angaben enthalten. Der Emissionsbericht muss eine glaubwürdige und ausgewogene Darstellung der Daten des Verantwortlichen enthalten.

§ 5

Ermittlung von Brennstoffemissionen

(1) Der Verantwortliche hat die Brennstoffemissionen der in jedem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe nach den Vorschriften dieser Verordnung rechnerisch zu ermitteln.

(2) Soweit in dieser Verordnung nicht anders bestimmt, ist bei der rechnerischen Ermittlung der Brennstoffemissionen eines jeden Kalenderjahres diejenige Brennstoffmenge zu Grunde zu legen, die der Verantwortliche nach den für dieses Kalenderjahr geltenden Vorgaben des Energiesteuerrechts in den Steueranmeldungen zur Berechnung der Energiesteuer anzugeben hat.

(3) Der Verantwortliche ist verpflichtet, die Brennstoffemissionen für die in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe durch Multiplikation der Brennstoffmenge mit Berechnungsfaktoren nach Maßgabe der in der Anlage 1 zu dieser Verordnung festgelegten Methoden und Standardwerte zu ermitteln.

(4) Ist der Verantwortliche Einlagerer im Sinne von § 3 Nummer 3 zweiter Halbsatz des Brennstoffemissionshandelsgesetzes, sind bei der rechnerischen Ermittlung der Brennstoffemissionen eines Jahres nach Absatz 2 sowohl die Brennstoffmengen zu Grunde zu legen, die er selbst in Verkehr gebracht hat als auch die Brennstoffmengen, die für ihn durch den Steuerlagerinhaber in Verkehr gebracht wurden. Der Steuerlagerinhaber kann bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen nach Absatz 2 diejenigen Brennstoffmengen abziehen, die für den Einlagerer in Verkehr gebracht wurden. Voraussetzung für den Abzug nach Satz 2 ist, dass der Steuerlagerinhaber der zuständigen Behörde den Einlagerer sowie die für diesen in Verkehr gebrachten Brennstoffe nach Art und zugehöriger Menge bis zum Ablauf des 31. Juli des auf das Inverkehrbringen folgenden Jahres mitteilt.

§ 6

Berücksichtigung des Bioenergieanteils bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen

(1) Bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen kann der Verantwortliche für den Bioenergieanteil eines Brennstoffes einen Emissionsfaktor von Null anwenden, soweit dieser Bioenergieanteil nachweislich die Nachhaltigkeitsanforderungen der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung oder der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung erfüllt. Für die rechnerische Berücksichtigung des Bioenergieanteils bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen gilt die Anlage 1 Teil 2 zu dieser Verordnung.

(2) Der Verantwortliche ist verpflichtet, die Erfüllung der in Absatz 1 Satz 1 genannten Nachhaltigkeitsanforderungen durch Vorlage eines anerkannten Nachweises im Sinne von § 14 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung oder eines anerkannten Nachweises im Sinne von § 14 der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung zu belegen. Der Nachhaltigkeitsnachweis muss sich auf eine Brennstoffmenge beziehen, die nach § 2 Absatz 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in Verkehr gebracht wurde.

(3) Abweichend von Absatz 1 kann der Verantwortliche, ohne dass es der Vorlage eines anerkannten Nachhaltigkeitsnachweises im Sinne von § 14 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung bedarf, bei der Ermittlung von Brennstoffemissionen für Erdgas der Unterpositionen 2711 11 und 2711 21 der Kombinierten Nomenklatur eine Menge an Brennstoffemissionen abziehen, die dem Bioenergieanteil an Biomethan entspricht, wenn der Verantwortliche der zuständigen Behörde folgende Unterlagen vorlegt:

1. einen Biomethanliefervertrag für das jeweilige Kalenderjahr über die entsprechende Brennstoffmenge und
2. einen Nachweis darüber, dass die Menge des entnommenen Gases im Energieäquivalent der Menge an Biomethan entspricht, die an anderer Stelle in das Erdgasnetz eingespeist worden ist, und für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethans bis zur Entnahme aus dem Erdgasnetz ein Massenbilanzsystem verwendet wurde.

Zur Vereinfachung der Nachweisführung nach Satz 1 Nummer 2 erkennt die zuständige Behörde einen entsprechenden Auszug aus einem etablierten System zur massenbilanziellen Dokumentation von Biomethanmengen an. Für die rechnerische Berücksichtigung des Bioenergieanteils bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen gilt die Anlage 1 Teil 2 zu dieser Verordnung.

§ 7

Berichterstattung

(1) Der nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes bis zum 31. Juli des Folgejahres zu übermittelnde Emissionsbericht umfasst die gemäß § 5 ermittelten Brennstoffemissionen für die in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe und enthält mindestens die in der Anlage 2 zu dieser Verordnung aufgeführten Angaben.

(2) Für die Emissionsberichte der Kalenderjahre 2021 und 2022 entfällt die Verpflichtung zur Verifizierung der Angaben nach § 7 Absatz 3 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes.

(3) Wird die Lieferung oder der Verbrauch von Erdgas nach Ablesezeiträumen abgerechnet oder ermittelt, die mehrere Kalenderjahre betreffen, hat der Verantwortliche bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen im Emissionsbericht die voraussichtlich für das zu berichtende Kalenderjahr in Verkehr gebrachte Erdgasmenge (vorläufige Erdgasmenge) zugrunde zu legen. Für die Bestimmung der vorläufigen Erdgasmenge sind die Vorgaben zur sachgerechten Aufteilung der Erdgasmenge nach § 39 Absatz 6 Satz 1 des Energiesteuergesetzes maßgeblich, wobei eine systematische Überschätzung der auf das zu berichtende Kalenderjahr entfallenden Erdgasmenge auszuschließen ist. Sofern Ablesezeiträume später enden als das jeweilige Kalenderjahr, hat der Verantwortliche die vorläufige Erdgasmenge nach Satz 1 für diese Ablesezeiträume im Emissionsbericht des Kalenderjahres zu berichtigen, in dem der Ablesezeitraum endet. Die Berichtigung nach Satz 3 gilt erstmals für den Emissionsbericht für das Kalenderjahr 2022.

§ 8

Berichterstattungsgrenze

Eine Pflicht des Verantwortlichen zur Berichterstattung nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes besteht nicht, soweit im Laufe eines Kalenderjahres Brennstoffmengen in Verkehr gebracht werden, die vor Anwendung der §§ 6, 10 und 11 zu einer Emissionsmenge von weniger als 1 Tonne Kohlendioxid führen können.

§ 9

Aufbewahrung von Unterlagen und Daten

(1) Verantwortliche müssen alle Unterlagen und Daten, auf deren Basis ein Emissionsbericht nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes erstellt wurde, für einen Zeitraum von zehn Jahren aufbewahren. Die Aufbewahrungsfrist beginnt mit der Vorlage des Emissionsberichts bei der zuständigen Behörde.

(2) Die zuständige Behörde bewahrt die Unterlagen und Daten des Verantwortlichen, die sie im Zusammenhang mit der Emissionsberichterstattung vom Verantwortlichen erhält, für einen Zeitraum von zehn Jahren auf. Die Aufbewahrungsfrist beginnt mit der Vorlage der Unterlagen und Daten bei der zuständigen Behörde.

(3) Sollte ein Rechtsbehelfsverfahren gegen eine Entscheidung der zuständigen Behörde im Zusammenhang mit der Emissionsberichterstattung anhängig sein, verlängern sich die Aufbewahrungsfristen bis zu dessen rechtskräftigen Abschluss.

**Vermeidung von Doppelerfassungen
nach § 7 Absatz 4 Nummer 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes**

(1) Der Verantwortliche kann eine entsprechende Menge an Brennstoffemissionen von den nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in einem Kalenderjahr zu berichtenden Brennstoffemissionen für Mengen von Brennstoffen abziehen, die durch den Verantwortlichen nach dem 1. Januar 2021

1. entweder aus einem Steuerlager nach § 5 Absatz 2 des Energiesteuergesetzes entfernt wurden, ohne dass sich ein weiteres Steueraussetzungsverfahren anschloss, oder zum Ge- oder Verbrauch innerhalb des Steuerlagers entnommen wurden und nachweislich nach § 8 Absatz 7 des Energiesteuergesetzes in dem für den Emissionsbericht maßgeblichen Kalenderjahr entlastet wurden,
2. gemäß § 14 Absatz 2 oder Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 3 bis 5 des Energiesteuergesetzes in Verkehr gebracht wurden und nachweislich nach § 14 Absatz 8 des Energiesteuergesetzes in dem für den Emissionsbericht maßgeblichen Kalenderjahr entlastet wurden,
3. gemäß § 18a Absatz 1 des Energiesteuergesetzes in Verkehr gebracht wurden und nachweislich nach § 18a Absatz 4 des Energiesteuergesetzes in dem für den Emissionsbericht maßgeblichen Kalenderjahr entlastet wurden,
4. gemäß § 19b Absatz 1 des Energiesteuergesetzes in Verkehr gebracht wurden und nachweislich nach § 19b Absatz 3 des Energiesteuergesetzes in dem für den Emissionsbericht maßgeblichen Kalenderjahr entlastet wurden,
5. gemäß § 38 Absatz 1 in Verbindung mit Absatz 5 Energiesteuergesetzes in Verkehr gebracht wurden und nachweislich nach § 38 Absatz 5 Satz 3 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden,
6. aus dem Steuergebiet des Energiesteuergesetzes verbracht wurden und nachweislich nach § 46 Absatz 1 Nummer 1 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden,
7. aus dem Steuergebiet des Energiesteuergesetzes verbracht oder ausgeführt wurden und nachweislich nach § 46 Absatz 1 Nummer 3 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden,
8. in ein Steuerlager nach § 5 Absatz 2 des Energiesteuergesetzes aufgenommen worden sind und nachweislich nach § 47 Absatz 1 Nummer 1 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden,
9. bei der Lagerung oder Verladung von Energieerzeugnissen, beim Betanken von Kraftfahrzeugen oder bei der Entgasung von Transportmitteln aus nachweislich versteuerten, nicht gebrauchten Energieerzeugnissen und anderen Stoffen, aufgefangenen wurden und nachweislich nach § 47 Absatz 1 Nummer 2 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden,
10. in ein Leitungsnetz für unversteuertes Erdgas eingespeist worden sind und nachweislich nach § 47 Absatz 1 Nummer 6 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden oder
11. an ausländische Streitkräfte oder Hauptquartiere geliefert wurden und nachweislich nach § 105a Absatz 1 der Energiesteuer-Durchführungsverordnung für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden.

(2) Die Berechnung der nach Absatz 1 abzugsfähigen Brennstoffemissionen erfolgt nach der Anlage 1 Teil 3 Nummer 1 zu dieser Verordnung.

(3) Für den Abzug von Brennstoffemissionen übermittelt der Verantwortliche der zuständigen Behörde mit dem Emissionsbericht entsprechende Energiesteueranmeldungen, Entlastungsanträge und, soweit vorliegend, Bescheide des Hauptzollamtes als Nachweise.

(4) Der Verantwortliche kann eine entsprechende Menge an Brennstoffemissionen von den nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in einem Kalenderjahr zu berichtenden Brennstoffemissionen für Mengen von leitungsgebundenem Erdgas abziehen, die für die in § 25 des Energiesteuergesetzes genannten Zwecke verwendet worden sind und nachweislich nach § 47 Absatz 1 Nummer 3 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet worden sind. Absatz 2 gilt entsprechend. Der Abzug nach Satz 1 ist ausgeschlossen für Mengen von leitungsgebundenem Erdgas, die in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage verwendet worden sind und für die ein Abzug nach § 7 Absatz 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes geltend gemacht wird.

§ 11

Vermeidung von Doppelbelastungen nach § 7 Absatz 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes

(1) Der Verantwortliche kann eine Menge an Brennstoffemissionen von den nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes zu berichtenden Brennstoffemissionen abziehen, die der im jeweiligen Kalenderjahr an ein Unternehmen zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gelieferten Brennstoffmenge entspricht. Soweit die zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gelieferte Brennstoffmenge in dem jeweiligen Kalenderjahr die in der Anlage tatsächlich eingesetzte Brennstoffmenge überschreitet, muss die Differenzmenge spätestens im Folgejahr in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzt und dieser Einsatz gegenüber der zuständigen Behörde vollständig, transparent und anhand der Emissionsberichte des belieferten Unternehmens nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes nachvollziehbar nachgewiesen werden. Die Berechnung der nach Satz 1 abzugsfähigen Brennstoffemissionen bestimmt sich nach den in der Anlage 1 Teil 3 Nummer 2 zu dieser Verordnung enthaltenen Vorgaben.

(2) Voraussetzung für den Abzug nach Absatz 1 sind gleichlautende Erklärungen des Verantwortlichen und des belieferten Unternehmens gegenüber der zuständigen Behörde, dass die nach § 10 Absatz 2 Satz 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes für die Einführungsphase des Brennstoffemissionshandelssystems geltenden Festpreise für Emissionszertifikate nicht Bestandteil des vereinbarten Brennstofflieferpreises für die dem Abzug zugrundeliegende Brennstoffliefermenge waren. Zur Nachweisführung über die gelieferten und tatsächlich in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzten Brennstoffmengen übermittelt der Verantwortliche ferner eine Bestätigung, welche die in der Anlage 3 zu dieser Verordnung näher aufgeführten Erklärungen, Daten und Angaben des belieferten Unternehmens enthält. Die Bestätigung nach Satz 2 enthält ab dem Bericht für das Kalenderjahr 2022 insbesondere jeweils einen Nachweis über den Einsatz von Differenzmengen nach Absatz 1 Satz 2.

(3) Kann der Nachweis über den Einsatz der Differenzmengen im Folgejahr nach Absatz 2 Satz 3 nicht oder nicht vollständig erbracht werden, verringert sich die Abzugsmenge nach Absatz 1 für das Kalenderjahr, in dem der Einsatznachweis zu erbringen war, entsprechend. Stellt die zuständige Behörde zu einem späteren Zeitpunkt fest, dass nach Absatz 1 in einem Kalenderjahr in Abzug gebrachte Brennstoffmengen entgegen der Bestätigung nach Absatz 2 Satz 2 von dem belieferten Unternehmen nicht spätestens im Folgejahr in

Anlagen, die dem EU-Emissionshandel unterliegen, verwendet wurden, sind diese Brennstoffmengen auf die Abzugsmenge für das Kalenderjahr anzurechnen, in dem die zweckwidrige Verwendung bestandskräftig festgestellt wird.

(4) Eine nachträgliche Korrektur des Emissionsberichts nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage lässt den Emissionsbericht des Verantwortlichen nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes für das das von der Korrektur betroffene Kalenderjahr unberührt. Korrekturmengen, die sich aus einer Berichtigung eines Emissionsberichts nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes ergeben, sind auf die Abzugsmenge nach Absatz 1 für das Kalenderjahr anzurechnen, in dem die Korrektur des Emissionsberichts nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes bestandskräftig festgestellt wird.

(5) Absatz 1 gilt nicht für nach dem Energiesteuergesetz steuerfreie Brennstoffmengen, die an ein Unternehmen zur Verwendung in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage geliefert wurden.

A b s c h n i t t 4

S c h l u s s b e s t i m m u n g e n

§ 12

Inkrafttreten

Diese Verordnung tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft.

Anlage 1 (zu § 5, § 6, § 10 und § 11)

Ermittlung der Brennstoffemissionen

Teil 1 Ermittlung der berichtspflichtigen Brennstoffemissionen

Die Gesamtmenge der berichtspflichtigen Brennstoffemissionen berechnet sich nach folgender Formel:

$$E_{\text{Brennstoff_BEHG}} = \sum_{k=1}^{\text{Anzahl Brennstoffe}} E_{\text{Brennstoff_inVerkehr},k} - \sum_{k=1}^{\text{Anzahl Brennstoffe}} E_{\text{Brennstoff_Doppelerfassung},k} - \sum_{k=1}^{\text{Anzahl Brennstoffe}} E_{\text{Brennstoff_Doppelbelastung},k}$$

Erläuterung der Abkürzungen:

$E_{\text{Brennstoff_BEHG}}$ die Gesamtmenge der Brennstoffemissionen nach Abzug der nach §§ 10 und 11 abzugsfähigen Brennstoffemissionen;

$E_{\text{Brennstoff_inVerkehr},k}$ die Menge der auf einen in Verkehr gebrachten Brennstoff (k) entfallenden Brennstoffemissionen;

$E_{\text{Brennstoff_Doppelerfassung},k}$ die nach § 10 abzugsfähige Menge an Brennstoffemissionen eines in Verkehr gebrachten Brennstoffs (k);

$E_{\text{Brennstoff_Doppelbelastung},k}$ die nach § 11 abzugsfähige Menge an Brennstoffemissionen eines in Verkehr gebrachten Brennstoffs (k).

Das Ergebnis der Berechnung wird auf ganze Tonnen Kohlendioxid abgerundet.

Teil 2 Methode zur Berechnung der Emissionen aus einem in Verkehr gebrachten Brennstoff

Die Menge der auf einen in Verkehr gebrachten Brennstoff entfallenden Brennstoffemissionen berechnet sich nach folgender Formel:

$$E_{\text{Brennstoff_inVerkehr}} = \text{Menge} * \text{Umrechnungsfaktor} * H_i * EF * (1 - \text{nach § 6 abzugsfähiger Bioenergieanteil})$$

Erläuterung der Abkürzungen:

Menge die nach § 5 Absatz 2 ermittelte Brennstoffmenge.

Teil 3 Berechnung von abzugsfähigen Brennstoffemissionen

1. Die nach § 10 abzugsfähige Menge an Brennstoffemissionen eines in Verkehr gebrachten Brennstoffs berechnet sich nach folgender Formel:

$$E_{\text{Brennstoff_Doppelerfassung}} = \text{Menge}_{\text{Brennstoff_erneut_inVerkehr}} * \text{Umrechnungsfaktor} * H_i * EF$$

Erläuterung der Abkürzungen:

$\text{Menge}_{\text{Brennstoff_erneut_in_Verkehr}}$ die nach § 5 Absatz 2 und § 10 ermittelte Brennstoffmenge.

2. Die nach § 11 abzugsfähige Menge an Brennstoffemissionen eines in Verkehr gebrachten Brennstoffs berechnet sich nach folgender Formel:

$$E_{\text{Brennstoff_Doppelbelastung}} = \sum_{i=1}^{\text{Anzahl beliefter EU-ETS Anlagen}} [\text{Menge}_{\text{Brennstoff_EU-ETS}_i} * (1 - \text{Biomasseanteil}_{\text{EU-ETS}_i})] * \text{Umrechnungsfaktor} * H_i * EF$$

Erläuterung der Abkürzungen:

$\text{Menge}_{\text{Brennstoff_EU-ETS}_i}$ die im Kalenderjahr zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage (i) gelieferte Brennstoffmenge;

$\text{Biomasseanteil}_{\text{EU-ETS}_i}$ der in der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage (i) anerkannte Biomasseanteil.

Teil 4 Standardwerte zur Berechnung von Brennstoffemissionen

Nummer	Brennstoff	Nomenklatur	Umrechnungsfaktor	Heizwert	Heizwert-bezogener Emissionsfaktor	
1	Benzin ohne E 85	2710 12 41, 2710 12 45, 2710 12 49, 2710 12 50	Dichte: 0,755 t/1000 l	43,5 GJ/t	0,0731 t CO ₂ /GJ	
2	Flugbenzin	2710 12 31	Dichte: 0,72 t/1000 l	44,3 GJ/t	0,070 t CO ₂ /GJ	
3	Gasöl					
	3a	Gasöl als Kraftstoff (Diesel)	2710 19 43 bis 2710 19 48, 2710 20 11 bis 2710 20 19	Dichte: 0,845 t/1000 l	42,8 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ
	3b	Gasöl zu Heizzwecken (Heizöl EL)	2710 19 43 bis 2710 19 48, 2710 20 11 bis 2710 20 19	Dichte: 0,845 t/1000 l	42,8 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ
4	Heizöl					
	4a	Heizöl als Kraftstoff	2710 19 62 bis 2710 19 68,	1 t/t	39,5 GJ/t	0,0799 t CO ₂ /GJ

Nummer	Brennstoff	Nomenklatur	Umrechnungsfaktor	Heizwert	Heizwert- bezogener Emissionsfaktor
	(Heizöl S)	2710 20 31 bis 2710 20 39			
4b	Heizöl zu Heizzwecken (Heizöl S)	2710 19 62 bis 2710 19 68, 2710 20 31 bis 2710 20 39	1 t/t	39,5 GJ/t	0,0799 t CO ₂ /GJ
5	Flüssiggas				
5a	Flüssiggas als Kraftstoff	2711 12, 2711 13, 2711 14, 2711 19	1 t/t	45,7 GJ/t	0,0663 t CO ₂ /GJ
5b	Flüssiggas zu Heizzwe- cken	2711 12, 2711 13, 2711 14, 2711 19	1 t/t	45,7 GJ/t	0,0663 t CO ₂ /GJ
6	Erdgas	2711 11, 2711 21	3,2508 GJ/MWh	1 GJ/GJ	0,056 t CO ₂ /GJ

Der Umrechnungsfaktor für Erdgas in Nummer 6 Spalte 4 beruht auf der Formel $3,6 \text{ GJ/MWh} * 0,903 \text{ GJ/GJ}$.

Anlage 2 (zu § 6, § 7, § 10 und § 11)

Mindestinhalt eines jährlichen Emissionsberichts

Der Emissionsbericht muss mindestens die folgenden Angaben und Nachweise enthalten:

1. Allgemeine Angaben
 - a) Name, Anschrift, Geschäftssitz und ggf. abweichender Ort der Geschäftsleitung sowie Rechtsform,
 - b) Ansprechpartner/in,
 - c) Berichtsjahr,
 - d) zuständiges Hauptzollamt und
 - e) Unternehmensnummer und Registrierkennzeichen des zuständigen Hauptzollamtes.
2. Gesamtemissionsmenge in einem Kalenderjahr
 - a) berichtspflichtige Gesamtemissionsmenge in Tonnen CO₂ und
 - b) die Gesamtemissionen der nach § 6 Absatz 1 bis 3 abzugsfähigen Bioenergiemenge in Tonnen CO₂.
3. Angaben zu den jeweils in Verkehr gebrachten Brennstoffen
 - a) Art des in Verkehr gebrachten Brennstoffs entsprechend der Unterteilung in Anlage 1 Teil 4,
 - b) Stoffmenge des in Verkehr gebrachten Brennstoffs in Tonnen, 1000 Litern oder Megawattstunden,
 - c) Umrechnungsfaktoren, Heizwerte und Emissionsfaktoren nach Anlage 1 Teil 4 des in Verkehr gebrachten Brennstoffs,
 - d) nach § 6 Absatz 1 bis 3 abzugsfähige Bioenergiemenge des in Verkehr gebrachten Brennstoffs in Giga-Joule oder Megawattstunden, differenziert nach Art der verwendeten Biomasse,
 - e) die Gesamtemissionen in Tonnen CO₂,
 - f) die Gesamtemissionen aus Bioenergie in Tonnen CO₂ und
 - g) für Benzin: Unterteilung in die verschiedenen Benzinsorten (E 5, E 10, Super Plus) und Stoffmenge der jeweiligen in Verkehr gebrachten Benzinsorte.
4. Angaben im Zusammenhang mit der Vermeidung einer Doppelerfassung gemäß § 10 dieser Verordnung
 - a) Art des in Verkehr gebrachten Brennstoffs entsprechend der Unterteilung in Anlage 1 Teil 4,
 - b) jeweilige Stoffmenge des Brennstoffs nach § 10 Absatz 1 Nummer 1 bis 11 in Tonnen, 1000 Litern oder Megawattstunden,

- c) Umrechnungsfaktoren, Heizwerte und Emissionsfaktoren nach Anlage 1 Teil 4 des Brennstoffs,
 - d) die Gesamtemissionen in Tonnen CO₂,
 - e) Nachweise nach § 10 Absatz 3 und
 - f) im Fall des § 10 Absatz 4 Nachweise des Verwenders.
5. Angaben im Zusammenhang mit der Vermeidung einer Doppelbelastung gemäß § 11 dieser Verordnung
- a) Name des belieferten Unternehmens und der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage,
 - b) Aktenzeichen der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage,
 - c) Art des in Verkehr gebrachten Brennstoffs entsprechend der Unterteilung in Anlage 1 Teil 4,
 - d) Stoffmenge des zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gelieferten Brennstoffs eines Kalenderjahres in Tonnen, 1000 Litern oder Megawattstunden,
 - e) Stoffmenge des in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzten Brennstoffs eines Kalenderjahres in Tonnen, 1000 Litern oder Megawattstunden,
 - f) Umrechnungsfaktoren, Heizwerte und Emissionsfaktoren nach Anlage 1 Teil 4 des Brennstoffs,
 - g) Nachhaltiger Biomasseanteil des in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzten Brennstoffs in Prozent,
 - h) Angabe, ob die Lieferung vollständig oder teilweise der Steueraussetzung oder -befreiung nach dem Energiesteuergesetz unterliegt, sowie gegebenenfalls eine entsprechende Aufteilung der Mengen,
 - i) Gesamtemissionen des zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gelieferten Brennstoffes in Tonnen CO₂,
 - j) Gesamtemissionen des zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gelieferten Brennstoffes aus nachhaltiger Biomasse in Tonnen CO₂ und
 - k) Erklärung nach § 11 Absatz 2 Satz 1.
6. Nachweisführung nach § 5 Absatz 4 - Angaben des Steuerlagerinhabers:
- a) Name, Aktenzeichen und Unternehmensnummer des Steuerlagerinhabers bei der zuständigen Behörde,
 - b) Name, Aktenzeichen und Unternehmensnummer des Einlagerers nach § 7 Absatz 4 Satz 1 Energiesteuergesetz,
 - c) Art des aus dem Steuerlager in Verkehr gebrachten Brennstoffs,

- d) Benennung der für den jeweiligen Einlagerer in Verkehr gebrachte Brennstoffmenge sowie
- e) Brennstoffmenge, für die eine Steuerentlastung gewährt wurde unter Angabe des Entlastungstatbestandes.

Anlage 3 (zu § 11)

Erforderliche Erklärungen, Angaben und Nachweise des belieferten Unternehmens im Zusammenhang mit dem Abzug von Brennstoffemissionen bei der Lieferung von Brennstoffen zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage

Für den Abzug einer Brennstoffemissionsmenge nach § 11 Absatz 1 Satz 1 muss das belieferte Unternehmen mindestens folgende Erklärungen, Angaben und Nachweise erbringen:

1. Aktenzeichen der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage,
2. Name und Adresse der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage,
3. Aktenzeichen des Verantwortlichen nach § 3 Nummer 3 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes,
4. Name des Verantwortlichen nach § 3 Nummer 3 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes,
5. Bezeichnung des gelieferten Brennstoffs,
6. die dem Verantwortlichen zugeordnete und zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gelieferte Menge des Brennstoffs:
 - a) Brennstoffliefermenge eines Kalenderjahres,
 - b) Anfangsbestand des Brennstoffs am 1. Januar des Kalenderjahres,
 - c) Endbestand des Brennstoffs am 31. Dezember des Kalenderjahres,
 - d) nachhaltiger Biomasseanteil in Prozent,
 - e) Anteile der nach dem Energiesteuerrecht steuerfreien und der steuerpflichtigen gelieferten und gelagerten Brennstoffmengen,
 - f) im Kalenderjahr tatsächliche eingesetzte Brennstoffmenge,
 - g) Differenzmenge der Mengen nach Buchstabe a und Buchstabe f bezogen auf den jeweils steuerpflichtigen Anteil,
7. Erklärung zum Bezug der Liefermenge nach Nummer 6 Buchstabe a ausschließlich zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage, inklusive der Erklärung nach § 11 Absatz 2 Satz 1 dieser Verordnung,
8. im Falle einer positiven Differenzmenge nach Nummer 6 Buchstabe g eine Bestätigung des tatsächlichen Einsatzes der Differenzmenge im darauffolgenden Kalenderjahr,
9. Methodik der Ermittlung der Emissionen in der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage (Standardmethodik, Massenbilanzmethodik oder kontinuierliche Emissionsmessung).

Angaben, die im EU-Emissionshandel berichts- und verifizierungspflichtig sind, müssen mit dem verifizierten Emissionsbericht nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes übereinstimmen.

Begründung

A. Allgemeiner Teil

I. Zielsetzung und Notwendigkeit der Regelungen

1. Gesetzlicher Rahmen

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BGBl. I 2019, S. 2728 ff.), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. November 2020 (BGBl. I S. 2291) geändert worden ist, bildet den rechtlichen Rahmen für die Einführung eines nationalen Emissionshandelssystems für die Brennstoffemissionen aus den Bereichen Verkehr und Wärme. Dieses Emissionshandelssystem erfasst alle CO₂-Emissionen aus dem Einsatz von Brennstoffen, soweit diese Emissionen nicht bereits vom EU-Emissionshandel erfasst sind. Zur Durchführung des Gesetzes enthält das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) insgesamt 13 Verordnungsermächtigungen für konkretisierende Rechtsverordnungen.

2. Wesentlicher Inhalt der Verordnung

Nach dem gestuften Einführungssystem des Brennstoffemissionshandelsgesetzes beschränkt sich die vorliegende Emissionsberichterstattungsverordnung auf die Festlegung der Regelungen zur Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung, die für den Start des Systems und für die Durchführung des Brennstoffemissionshandels in der Periode 2021 und 2022 erforderlich sind.

Die Umsetzung dieser Vorgaben im Jahr 2020 ermöglicht den Unternehmen gegebenenfalls erforderliche technische und insbesondere organisatorische Änderungen vorzunehmen und sich rechtzeitig auf die Anforderungen zur Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung in den Jahren 2021 und 2022 einzustellen. Zugleich wird mit der vorliegenden Verordnung bezweckt, die Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung der Brennstoffemissionen so an die bestehenden, gesetzlichen Überwachungsmethoden im Energiesteuerrecht anzulehnen und zu standardisieren, dass den Unternehmen zur Erfüllung der Berichterstattungsanforderungen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in der Berichtsjahr 2021 und 2022 ein möglichst geringer Zusatzaufwand entsteht.

Die Verordnung gliedert sich in drei Abschnitte (Allgemeine Vorschriften, Überwachungsplan, Emissionsbericht) mit insgesamt elf Normen. Technische Details, Berechnungsmethoden, Mindestinhalte des Emissionsberichtes sowie zu erbringende Nachweise sind in drei Anlagen niedergelegt.

Für die Jahre ab 2023 mit der Ausweitung der berichtspflichtigen Brennstoffe wird eine Neufassung der Emissionsberichterstattungsverordnung erforderlich, die perspektivisch in die einheitliche Durchführungsverordnung zum Brennstoffemissionshandelsgesetz integriert werden soll.

II. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union

Dieser Verordnungsentwurf konkretisiert die Anforderungen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes und leistet damit einen wesentlichen Beitrag zur Erfüllung der Verpflichtungen, die sich aus der EU-Klimaschutzverordnung für die Bundesrepublik Deutschland ergeben. Er ist mit dem sonstigen Recht der Europäischen Union vereinbar.

III. Nachhaltigkeitsprüfung

Das Verordnungsvorhaben dient dazu, die Integrität des nationalen Emissionshandelssystems sicherzustellen. Es trägt damit zu einer klimafreundlichen, nachhaltigen Entwicklung bei. Die Fortentwicklung des Emissionshandels insgesamt ist vor dem Hintergrund der sozialen Verantwortung auch gegenüber künftigen Generationen geboten und verbessert darüber hinaus langfristig die Bedingungen für die Leistungsfähigkeit der Volkswirtschaft.

IV. Gleichstellungspolitische Bedeutung

Der Verordnungsentwurf enthält keine gleichstellungsrelevanten Aspekte. Spezifische Auswirkungen auf die Lebenssituation von Frauen und Männern sind nicht zu erwarten, da das Brennstoffemissionshandelsgesetz ausschließlich sachbezogene Regelungen enthält.

V. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Mehreinnahmen für den Bund sind nicht ersichtlich. Für den Bund werden in erster Linie Kosten für den Vollzug der vorliegenden Verordnung durch die Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) entstehen. Durch die vorliegende Verordnung werden keine neuen Vollzugsaufgaben begründet, sondern nur bestehende Vollzugsaufgaben des Brennstoffemissionshandelsgesetzes inhaltlich konkretisiert.

Sofern sich der Vollzugsaufwand insgesamt erhöhen sollte, werden die Kosten durch die Veräußerung von Emissionszertifikaten in voller Höhe refinanziert. Die etwaigen Mehrbedarfe werden in den betroffenen Einzelplänen im Rahmen der geltenden Finanzplanung gedeckt.

VI. Erfüllungsaufwand

1. Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Der Verordnungsentwurf richtet sich ausschließlich an die Wirtschaft. Ein Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger ergibt sich dadurch nicht.

2. Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Durch die Rechtsverordnung wird der Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft gegenüber dem mit dem BEHG abgeschätzten Erfüllungsaufwand für die Handelsperiode 2021-2030 (vgl. BT-Drs 19/14746, S. 24 ff.) nach einer notwendigen Korrektur der Basisdaten (s. unten b) in den Jahren 2021 und 2022 um insgesamt ca. 24,5 Mio. Euro pro Jahr reduziert. Der Rückgang des Erfüllungsaufwands für die Wirtschaft entfällt vollständig auf die im BEHG noch nicht berücksichtigten Erleichterungen bei den Berichts- und Überwachungspflichten für die ersten beiden Kalenderjahre 2021 und 2022. Aufgrund der zeitlichen Beschränkung auf die Periode 2021 bis 2022 ist dieser Rückgang als einmalige Entlastung des Erfüllungsaufwands zu bewerten.

Die nachfolgende Kostenschätzung beruht auf den Regeln zur Ex-ante-Abschätzung der Bürokratiekosten nach dem „Leitfaden zur Ermittlung und Darstellung des Erfüllungsaufwandes in Regelungsvorhaben der Bundesregierung“ vom Oktober 2012 (mit aktualisierten Lohnkostensätzen, gültig ab 1.1. 2018). Für die unterschiedlichen Tätigkeiten werden jeweils dasselbe Qualifikationsniveau der Bearbeiter sowie dieselben Stundensätze verwendet wie bei der Abschätzung des Erfüllungsaufwands für das BEHG (vgl. BT-Drs 19/14746, S. 39), da sich die Regelungen dieser Verordnung auf das BEHG stützen.

Im Rahmen des Regelungsvorhabens wurde der Leitfaden zur Berücksichtigung der Belange mittelständischer Unternehmen in der Gesetzesfolgenabschätzung (KMU-Test) geprüft. Mit dem Regelungsvorhaben werden Verordnungsermächtigungen des BEHG umgesetzt. Es sind keine speziellen Schwellenwerte oder Erleichterungen für KMU vorgesehen, denn die Betroffenheit für den Emissionshandel richtet sich nicht nach der Unternehmensgröße, sondern nach dem Umfang der in Verkehr gebrachten Brennstoffe. Mit diesem Regelungsvorhaben werden Vorgaben für alle Verantwortlichen festgelegt, die das Monitoring betreffen. Hiervon können auch KMU betroffen sein.

a) Regelungsbereiche ohne relevante Veränderungen des Erfüllungsaufwands

Einzelne Regelungsbereiche der Verordnung sind Neuregelungen, die gegenüber den Festlegungen im BEHG keinen weiteren messbaren Erfüllungsaufwand verursachen oder zu entsprechenden Einsparungen führen. Hierzu zählen die Vorschriften der §§ 4, 8 bis 11 der Verordnung. Der zur Erfüllung dieser Berichtsanforderungen erforderliche Erfüllungsaufwand bewegt sich insgesamt in dem Umfang, der bei der Abschätzung des Erfüllungsaufwands beim BEHG abgeschätzt wurde.

Dies gilt im Ergebnis auch für den Erfüllungsaufwand, der im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum BEHG für den Überwachungsplan abgeschätzt wurde (vgl. BT-Drs 19/14746, S. 27f.). Die durch § 3 angeordnete Entbehrlichkeit des Überwachungsplans für die Periode 2021 und 2022 führt voraussichtlich in vielen Fällen nur zu einer zeitlich verschobenen Entstehung des abgeschätzten Erfüllungsaufwands. Die tatsächlich zu erwartenden Entlastungen bei den unterstellten Anpassungen des Überwachungsplans in den Jahren 2021 und 2022 sind quantitativ irrelevant und bleiben daher im Rahmen der Abschätzung des Erfüllungsaufwands für diese Verordnung außer Betracht.

b) Veränderungen des Erfüllungsaufwandes bei der Emissionsberichterstattung

Die Regelungen in Abschnitt 2 und 3 der Verordnung enthalten bei der Emissionsberichterstattung verschiedene Verfahrenserleichterungen für alle Verantwortlichen. In § 5 Absatz 3 wird für die Ermittlung der Brennstoffemissionen in der Periode 2021 und 2022 ausschließlich die Anwendung von Standardwerten zur Emissionsermittlung vorgeschrieben. § 7 Absatz 2 der Verordnung regelt, dass in der Periode 2021 und 2022 keine Verifizierung nach § 7 Absatz 3 BEHG vorzunehmen ist.

Die Basis zur Abschätzung der Veränderung des Erfüllungsaufwands durch die vorliegende Verordnung sind die Basisdaten, die im Rahmen des BEHG für den Erfüllungsaufwand der betroffenen Vorgaben abgeschätzt wurden. Danach wurde der Erfüllungsaufwand für die Emissionsberichterstattung (Vorgabe 1) wie folgt abgeschätzt (vgl. BT-Drs 19/14746, S. 27):

Vorgabe 1: Brennstoffemissionsberichterstattung nach § 7 BEHG (BT-Drs 19/14746, S. 27)					
	interne Kosten (./ 25%) in €	Kosten Externer (Verifizierung) in €	Gesamt- aufwand in €	Fallzahl pro Jahr	Summe in €
nach Standardfaktoren	4.622	2.665	7.287	3.260	8.692.533
nach differenzierten Faktoren	7.365	10.790	18.154	809	14.686.586
Gesamt					23.379.119

Bei dieser Abschätzung kam es bedauerlicherweise zu einem Formelfehler, der zu einem offensichtlich falschen Ergebnis führte. So beträgt der Gesamtaufwand in der Fallgruppe Berichterstattung „nach Standardfaktoren“ bei einem Gesamtaufwand von 7.287 € pro Fall und einer Fallzahl von 3.260 nicht 8,6 Mio. €, sondern 23,7 Mio. €. Dieser Fehler wurde zwar frühzeitig erkannt, konnte aber im weiteren Verlauf des Gesetzgebungs- und Verkündungsverfahrens nicht mehr korrigiert werden.

Daher ist vor der Veränderungsberechnung zunächst eine Korrektur der Basisdaten erforderlich. Die korrekte Ausgangsrechnung für die Abschätzung des Erfüllungsaufwands für die Emissionsberichterstattung (Vorgabe 1) des BEHG beträgt daher:

Korrektur Vorgabe 1: Brennstoffemissionsberichterstattung nach § 7 BEHG					
	interne Kosten (./ 25%) in €	Kosten Externer (Verifizierung) in €	Gesamt- aufwand in €	Fallzahl pro Jahr	Summe in €
nach Standardfaktoren	4.622	2.665	7.287	3.260	23.755.620
nach differenzier- ten Faktoren	7.365	10.790	18.154	809	14.686.586
Gesamt					38.442.206

Ausgehend von diesen korrigierten Basisdaten ergeben sich daher die nachfolgend dargestellten Veränderungen beim Erfüllungsaufwand für die Vorgabe Emissionsberichterstattung:

(1) Fallzahlen

Bei den im Rahmen des BEHG vorgenommenen Abschätzung wurde bei den Fallzahlen nicht zwischen den eingeschränkten Berichtspflichten nach Anlage 2 BEHG für die Periode 2021 und 2022 und dem vollen Anwendungsbereich nach Anlage 1 BEHG differenziert. Für die eingeschränkten Berichtspflichten nach Anlage 2 BEHG wird die Gesamtzahl von Verantwortlichen in der Periode 2021 und 2022 bei ca. 3 000 Verantwortlichen liegen.

(2) Aufwand

Standardfaktoren:

Durch die Verpflichtung zur ausschließlichen Berichterstattung nach Standardfaktoren für alle Verantwortlichen ergibt sich gegenüber der im Rahmen des BEHG vorgenommenen Abschätzung eine Neuordnung der Fallgruppen. Die bislang angesetzte Gruppe von Verantwortlichen, die nach differenzierten Faktoren berichten (angesetzt mit 809 Fällen pro Jahr) entfällt vollständig, die Fallzahl der Fallgruppe „nach Standardfaktoren“ erhöht sich hingegen auf 3 000.

Verzicht auf Verifizierung:

Durch den Verzicht auf die Verifizierung der Emissionsberichte für die Periode 2021 und 2022 entfällt der hierfür im Rahmen der Abschätzung des BEHG angesetzte Erfüllungsaufwand für alle Verantwortlichen. Die Kosten der Verifizierung der Emissionsberichte wurde in der im Rahmen des BEHG vorgenommenen Abschätzung unter der Kostenposition „externe Beratung“ erfasst. Durch die Freistellung von der Verifizierungspflicht entfällt diese Kostenposition für die Periode 2021 und 2022 komplett.

Veränderung Vorgabe 1: Erleichterungen Brennstoffemissionsberichterstattung					
	interne Kosten (./ 25%) in €	Kosten Externer (Verifizierung) in €	Gesamt- aufwand in €	Fallzahl pro Jahr	Summe in €
nach Standardfaktoren	4.622	-	4.622	3.000	13.866.000
nach differenzierten Faktoren	7.365	-	18.154	-	-
Gesamt					13.866.000
BEHG-Abschätzung Vorgabe 1 (korr.)					38.442.206
Verringerung jährlicher Erfüllungsaufwand für 2021/2022					24.576.206

Gegenüber den vorliegenden Abschätzungen des Erfüllungsaufwands für die Wirtschaft aus dem BEHG wird sich der Erfüllungsaufwand durch die Regelungen dieser Verordnung insgesamt um etwa 24,5 Mio. Euro in jedem der Jahre 2021 und 2022 reduzieren. Aufgrund der zeitlichen Beschränkung auf die Periode 2021 bis 2022 ist dieser Rückgang als einmalige Entlastung des Erfüllungsaufwands der Wirtschaft zu bewerten.

3. Erfüllungsaufwand für die Verwaltung

Die Anwendung der Verordnung verändert den Erfüllungsaufwand der Verwaltung des Bundes in den Jahren 2021 und 2022 geringfügig um knapp 0,3 Mio. Euro pro Jahr.

Zuständig für den Vollzug des BEHG ist die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt. Wie bereits beim Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft dargestellt (s. oben Abschnitt 2), enthält diese Verordnung einzelne Regelungsbereiche, durch die sich auch der Erfüllungsaufwand für die Verwaltung gegenüber der bisherigen Abschätzung nicht verändern wird. Daneben ergibt sich durch die Regelungen in Abschnitt 3 für die Verwaltung eine messbare Änderung des Erfüllungsaufwands. Der Erfüllungsaufwand wird dabei zunächst als Zeitaufwand dargestellt. Im Anschluss wird der Gesamtaufwand mit den entsprechenden Stundensätzen belegt.

a) Regelungsbereiche mit Veränderungen des Erfüllungsaufwandes

Durch die Verpflichtung zur ausschließlichen Ermittlung und Berichterstattung nach Standardfaktoren nach § 4 der Verordnung reduziert sich der Erfüllungsaufwand für die Verwaltung. Die im BEHG vorgesehene Unterscheidung in zwei Fallgruppen von einfachen und komplexen Fällen von Verantwortlichen bzw. einfachen und komplexen Emissionsberichten entfällt. Einzelnachweise oder Analysen, z.B. akkreditierter Labore, sind in den Jahren 2021 und 2022 nicht zu prüfen.

Bei der Abschätzung der Erfüllungskosten für die Verwaltung im Rahmen des BEHG wurde diese Vereinfachung nicht berücksichtigt. Daneben führt die eingeschränkte Berichtspflicht in der Periode 2021 und 2022 rechnerisch zwar zu einer Verringerung der Fallzahl. Diese vorübergehende Verringerung der Fallzahl führt jedoch zu keiner Veränderung, weil bei der Neueinführung dieser Regelung der Erfüllungsaufwand in der Einführungsphase (Einarbeitungszeit) überproportional hoch sein dürfte. Durch die Verpflichtung zur ausschließlichen Brennstoffemissionsberichterstattung nach Standardfaktoren für alle Verantwortlichen ergibt sich daher eine Erhöhung des Aufwands bei der Fallgruppe „nach Standardfaktoren“

um 2023 Stunden pro Jahr. Zugleich entfällt jedoch der im BEHG mit 5097 Stunden pro Jahr vorgesehene Aufwand der Fallgruppe „nach differenzierten Faktoren“ vollständig für die ersten beiden Jahre 2021 und 2022.

Durch die nach § 3 angeordnete Entbehrlichkeit eines Überwachungsplans für die ersten beiden Kalenderjahre 2021 und 2022 entsteht der im BEHG für die Verwaltung angesetzte Arbeitsaufwand bei der Prüfung von Überwachungsplänen erst zu einem späteren Zeitpunkt in der ersten Handelsperiode. Eine echte Einsparung dieser Kosten ist damit nicht verbunden. Gleichwohl entfällt durch die Verschiebung aber Arbeitsaufwand, der der Verwaltung durch die Prüfung und Genehmigung von Überwachungsplanänderungen entstanden wäre. Da die Fallzahlen und die Höhe des Aufwandes dazu erst zu einem späteren Zeitpunkt abgeschätzt werden, sind sie im Rahmen der Abschätzung des Erfüllungsaufwands für diese Verordnung nicht berücksichtigt.

In den ersten beiden Jahren 2021 und 2022 entfällt für alle Verantwortlichen die Pflicht zur Verifizierung der einzureichenden Emissionsberichte. Dies wird zwar zu einer Erhöhung des Prüfaufwandes bei der Verwaltung führen, da die Sachverständigen im Rahmen der Verifizierung auch die Vollständigkeit und Richtigkeit der Daten prüfen müssen. Dieser zusätzliche Verwaltungsaufwand lässt sich jedoch ex ante nicht sinnvoll quantifizieren.

b) Zusammenfassung: Veränderung des Erfüllungsaufwands der Verwaltung

Die Regelungen dieser Verordnung führen zu einer Reduzierung des zu erwartenden Bearbeitungsaufwands der Verwaltung in Höhe von 3.074 Stunden pro Jahr.

Anforderung	Veränderung des Gesamtaufwands in Std. pro Jahr.
Prüfung Emissionsberichte (nach Standardfaktoren)	+2023
Prüfung Emissionsberichte (nach differenzierten Faktoren)	-5097
Summe	-3.074

Für die monetäre Bewertung werden dieselben Dienstgruppenanteile (12% mD, 31% gD, 57% hD) verwendet wie bei der Abschätzung des Erfüllungsaufwands für das BEHG (vgl. BT-Drs 19/14746, S. 39). Dabei sind entsprechend der Berechnung der Verwaltungskosten in der Begründung zum Brennstoffemissionshandelsgesetz die Personalkosten pro Stunde in Höhe von 62,61 Euro (mittlerer Dienst), 78,99 Euro (gehobener Dienst) und 109,79 Euro (höherer Dienst) pro Stunde berücksichtigt. Der gemittelte Lohnsatz beträgt 94,58 Euro/h. Insgesamt führt der eingesparte Bearbeitungsaufwand von 3 074 Stunden pro Jahr zu einer Reduzierung des Erfüllungsaufwands für die Verwaltung von etwa 290.763,- Euro pro Jahr. Damit wirken sich die Regelungen der Verordnung auf den Erfüllungsaufwand der Verwaltung in der Periode 2021 und 2022 insgesamt eher geringfügig aus.

VII. Weitere Kosten

Gegenüber den gesetzlichen Vorgaben entstehen durch den vorliegenden Verordnungsentwurf keine weiteren Kosten.

B. Besonderer Teil

Zu § 1 (Anwendungsbereich und Zweck)

§ 1 definiert als Zweck der Verordnung entsprechend oben dargestellter Zielsetzung die Konkretisierung der Anforderungen der in den §§ 6, und 7 BEHG aufgeführten Regelungen.

Abschnitt 2 beruht auf § 6 Absatz 5 BEHG, Abschnitt 3 beruht auf § 7 Absatz 4 Nummer 1 bis 5 BEHG.

Der Anwendungsbereich der Verordnung ist auf die Periode 2021 und 2022 beschränkt. Diese Einschränkung ist nicht rein zeitlich zu verstehen, sondern bezogen auf die sich aus dem Brennstoffemissionshandelsgesetz ergebenden Verpflichtungen für die Kalenderjahre 2021 und 2022, die zeitlich vor- oder nachwirken können. So bezieht sich beispielsweise die vorliegende Regelung zum Überwachungsplan nur auf den Überwachungsplan für die Jahre 2021 und 2022. Die Anforderungen an den Überwachungsplan für die nachfolgende Periode ab 2023 können auf der Grundlage von § 6 Absatz 4 BEHG vorsehen, dass dieser Überwachungsplan bereits innerhalb des Jahres 2022 bei der zuständigen Behörde einzureichen ist. Umgekehrt gelten die Anforderungen des dritten Abschnitts für den Emissionsbericht für das Kalenderjahr 2022, den der Verantwortliche jedoch erst bis zum 31. Juli 2023 an die zuständige Behörde übermitteln muss.

Zu § 2 (Begriffsbestimmungen)

§ 2 regelt die Begriffsbestimmungen, die für diese Verordnung gelten. Neben dem Verweis auf die Begriffsbestimmung der Brennstoffemissionshandelsverordnung werden weitere besondere Begriffsbestimmungen eingeführt.

Die Begriffsbestimmung für „Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung“ in Nummer 1 und „Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung“ in Nummer 2 dienen der besseren Lesbarkeit und Verständlichkeit des Normtextes.

Nummer 3 führt die Begriffsbestimmungen für „Berechnungsfaktoren“ ein, die in nachfolgend Nummer 4, 5 und 6 für den Brennstoffemissionshandel näher bestimmt werden. „Heizwert“ und „Emissionsfaktor“ sowie „Umrechnungsfaktor“ werden bei der Berechnung der Brennstoffemissionen verwendet. Für Heizwert wird die Abkürzung H_i genutzt. Damit der Verantwortliche für die Berechnung der Brennstoffemissionen nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz dieselben Brennstoffmengen heranziehen kann, die er auch nach dem Energiesteuergesetz je nach Brennstoff entweder energiebezogen (in Megawattstunden), volumenbezogen (in Litern) oder massebezogen (in 1000 kg) anzumelden hat, müssen Umrechnungsfaktoren festgelegt werden (z.B. Dichte). Die Umrechnungsfaktoren gelten neben Heizwert und Emissionsfaktor als Berechnungsfaktoren. Für diese werden in Anlage 1 „Standardwerte“ festgelegt, wie sich aus der Begriffsbestimmung in Nummer 7 ergibt.

Nummer 8 begrenzt den Begriff der „Brennstoffe“ auf die in Anlage 2 BEHG genannten Brennstoffe, da in der Periode 2021 und 2022 noch nicht sämtliche Brennstoffe berichtspflichtig sind.

Nummer 9 und Nummer 10 definieren die Begriffe „Bioenergieanteil“ und „Biomasseanteil“. Sie werden im Zusammenhang mit der Abzugsfähigkeit von biogenen Brennstoffemissionen verwendet.

Zu § 3 (Entbehrlichkeit des Überwachungsplans)

§ 3 regelt den Verzicht auf behördlich genehmigte Überwachungspläne (einschließlich vereinfachter Überwachungspläne) für die Jahre 2021 und 2022. Damit soll der administrative Aufwand sowohl für die Verantwortlichen als auch für die zuständige Behörde anfänglich reduziert werden.

Diese Vereinfachung für die Periode 2021 und 2022 ist möglich, da der Verantwortliche in den ersten beiden Jahren die zu berichtenden Brennstoffemissionen ausschließlich nach den Vorgaben der vorliegenden Verordnung auf Basis der im Rahmen der Energiesteueranmeldungen anzugebenden Brennstoffmengen sowie unter Anwendung von Standardwerten zu ermitteln hat. Der Verantwortliche hat zu Beginn des Brennstoffemissionshandels

nicht die Möglichkeit, abweichende Methoden zur Ermittlung von Brennstoffemissionen anzuwenden, die einer Genehmigung durch die zuständige Behörde bedürften. Daher sind für diesen Zeitraum auch die Übermittlung und die Genehmigung eines Überwachungsplans nach § 6 Absatz 2 BEHG nicht erforderlich. Andernfalls hätte ein Überwachungsplan für die ersten beiden Kalenderjahre einen rein deklaratorischen Charakter. In Ermangelung einer Wahlmöglichkeit zur Ermittlung der Brennstoffemissionen sind auch die Übermittlung und Genehmigung vereinfachter Überwachungspläne entbehrlich.

Zu § 4 (Allgemeine Grundsätze)

§ 4 stellt allgemeine Prinzipien und Verpflichtungen auf, wie bei der Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung über Brennstoffemissionen vorzugehen ist. Die hier aufgestellten allgemeinen Grundsätze entsprechen weitgehend denjenigen, die auch für die Überwachung und Berichterstattung im Rahmen des EU-Emissionshandels in den Artikeln 4 bis 8 der Durchführungsverordnung 2018/2066 der Europäischen Kommission vom 19. Dezember 2018 aufgestellt wurden. Die vollständige, konsistente, transparente und nachvollziehbare Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung über Brennstoffemissionen auf Basis integrierter Daten ist für das wirksame Funktionieren des mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz eingeführten Systems für den Handel mit Emissionszertifikaten von grundlegender Bedeutung. Die allgemeinen Grundsätze dienen u.a. der Orientierung bei rechtlichen Auslegungsfragen.

Zu § 5 (Ermittlung von Brennstoffemissionen)

§ 5 beschreibt das Vorgehen zur Ermittlung der Brennstoffemissionen. Zugleich bezweckt die Norm eine Vereinfachung der Emissionsberichterstattung zu Beginn der Einführungsphase des Brennstoffemissionshandels im Rahmen der Ermächtigung nach § 7 Absatz 4 Nummer 1, 2 und 4 BEHG.

Absatz 1 stellt klar, dass Brennstoffemissionen rechnerisch und ausschließlich auf Grundlage der anzuwendenden Überwachungsmethodik nach dieser Verordnung zu ermitteln sind. Die anzuwendende Überwachungsmethodik umfasst die Ermittlung der zugrundeliegenden Brennstoffmenge und die auf Berechnungen beruhende Ermittlung der Brennstoffemissionen.

Absatz 2 macht von der Verordnungsermächtigung des § 6 Absatz 5 Nummer 1 BEHG Gebrauch. Darin wird die Methodik bei der Ermittlung der der Berichterstattung zugrundeliegenden Brennstoffmenge konkretisiert. Die Regelung stellt einen Gleichlauf zwischen der Mengenermittlung nach dem Energiesteuerrecht und dem Brennstoffemissionshandelsgesetz her. Der Verantwortliche soll der Berichterstattung nach § 7 Absatz 1 BEHG dieselben Brennstoffmengen zugrunde legen, die er auch gegenüber den Hauptzollämtern in der Energiesteueranmeldung anzugeben hat. Ziel dieser Regelung ist es, dass mit der Einführung des Brennstoffemissionshandels bei den Verantwortlichen zunächst kein zusätzlicher Bedarf für die Einführung zusätzlicher Messmethoden oder der Einrichtung zusätzlicher Messeinrichtungen besteht. Die Ermittlung der Brennstoffmengen nach dieser Verordnung unterliegt damit denselben Methoden und Messungen wie nach dem Energiesteuergesetz. Danach müssen die zur Erfassung der Brennstoffmengen verwendeten Messgeräte grundsätzlich eichamtlich vermessen und beispielsweise die Zapfstellen zur Entnahme mit geeichten Messeinrichtungen versehen sein. Die Regelung vermeidet in den Fällen, in denen gleichzeitig eine Anmeldepflicht nach dem Energiesteuergesetz und eine Berichtspflicht nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz besteht, eine doppelte Datenhaltung beim Verantwortlichen und ermöglicht den nach § 14 Absatz 4 BEHG vorgesehenen Abgleich mit Angaben des Verantwortlichen im Besteuerungsverfahren.

Die in Absatz 3 vorgegebene rein rechnerische Ermittlung der Brennstoffemissionen auf der Basis der in Anlage 1 festgelegten Berechnungsmethoden und Standardwerten vereinfacht die Überwachung und Berichterstattung in der Periode 2021 und 2022.

Absatz 4 regelt die rechnerische Ermittlung der Brennstoffemissionen für den Fall, dass der Verantwortliche Einlagerer im Sinne von § 3 Nummer 3 2. Halbsatz des Brennstoffemissionshandelsgesetzes ist. Durch die Regelung wird sichergestellt, dass ein Einlagerer bei der Ermittlung seiner Brennstoffemissionen sowohl die selbst in Verkehr gebrachten Brennstoffmengen berücksichtigt, als auch die Brennstoffmengen, die für ihn durch den Steuerlagerinhaber in Verkehr gebracht wurden

Absatz 4 Satz 2 stellt klar, dass der Steuerlagerinhaber für Brennstoffmengen, die er für einen Einlagerer im Sinne des § 3 Nummer 3 2. Halbsatz des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in Verkehr gebracht hat, nicht Verantwortlicher ist.

Durch Satz 3 wird sichergestellt, dass in Verkehr gebrachte Mengen jedenfalls durch einen der beiden Beteiligten berichtet werden. Zum Nachweis des Eintritts des Einlagerers in die Verantwortlichkeit für diese Brennstoffmengen hat der Steuerlagerinhaber der zuständigen Behörde den Einlagerer sowie die für diesen in Verkehr gebrachten Brennstoffe nach Art und zugehöriger Menge mitzuteilen. Wird diese Mitteilung nicht vorgenommen, sind die Voraussetzungen des § 3 Nummer 3 2. Halbsatz des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in Verbindung mit § 7 Absatz 4 Satz 1 des Energiesteuergesetzes nicht erfüllt und der Steuerlagerinhaber bleibt für die betreffenden Brennstoffmengen Verantwortlicher.

Zu § 6 (Berücksichtigung des Bioenergieanteils bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen)

§ 6 setzt im Wesentlichen die Verordnungsermächtigung des § 7 Absatz 4 Nummer 2 Variante 2 BEHG um, wonach für biogene Brennstoffemissionen ein Emissionsfaktor von Null angesetzt werden soll, sofern die Nachhaltigkeit des Brennstoffes nachgewiesen werden kann.

Absatz 1 Satz 1 stellt dabei zunächst den Grundsatz auf, dass die Anwendung des Emissionsfaktors von Null für den Bioenergieanteil eines Brennstoffes nur dann in Betracht kommt, wenn nachweislich die in Deutschland abschließend in der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung bzw. in der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung niedergelegten Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllt sind. Hintergrund für das Abstellen auf den Bioenergieanteil ist, dass sich Nachhaltigkeitsnachweise auf die nachhaltige Energiemenge eines Brennstoffs beziehen und nicht auf den nachhaltigen biogenen Kohlenstoff. Gemäß Vol. 2 Kapitel 1.4.2.1 IPCC Guidelines 2006 variiert der C-Gehalt von Brennstoffen erheblich. Mit der Umrechnung in einen energiebezogenen Emissionsfaktor wird diese Variabilität reduziert. Da § 5 i.V.m. Anlage 1 Teil 1 die Nutzung von energiebezogenen Emissionsfaktoren vorschreibt, ist eine zuverlässige Näherung des nachhaltigen Kohlenstoffanteils über den nachhaltigen Energieanteil möglich.

Absatz 2 stellt hinsichtlich der Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen auf das auf Basis der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung begründete Nachhaltigkeitsnachweissystem ab. Derzeit gelten die in der Erneuerbare Energien-Richtlinie 2009/28/EG (RED I) angelegten und in Deutschland durch die vorstehenden Verordnungen umgesetzten Nachhaltigkeitsanforderungen. Aufgrund der bis 30. Juni 2021 anstehenden Umsetzung der Erneuerbare Energien-Richtlinie EU 2018/2001 (RED II), der zu erwartenden Anpassungen der nationalen Vorschriften und zur Vermeidung von Folgeanpassungen zu den Nachhaltigkeitsvoraussetzungen wurde auf eine konkretere Bezugnahme der einzelnen Rechtsvorschriften verzichtet. Der Verantwortliche muss der zuständigen Behörde einen anerkannten Nachweis vorlegen, der in der Datenbank der zuständigen Behörde (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung) ausgestellt wurde. Der Nachhaltigkeitsnachweis darf zudem nur für eine Brennstoffmenge ausgestellt worden sein, die nach § 2 Absatz 2 BEHG in Verkehr gebracht wurde. Damit wird ausgeschlossen, dass Nachhaltigkeitsnachweise, die für steuerfrei in Verkehr gebrachte Brennstoffe ausge-

stellt wurden, im Brennstoffemissionshandelsgesetz angerechnet werden. Die Vorlage eines gültigen und für das Bundesgebiet zulässigen Nachweises reicht aus, der Verwendungszweck muss nicht nachgewiesen werden.

Absatz 3 Satz 1 regelt die Anerkennung und Abzugsfähigkeit von Biomethan, das nur anteilig Erdgas beigemischt ist. Reines Biomethan ist nach Anlage 2 Nummer 4 BEHG in der Periode 2021 und 2022 kein berichtspflichtiger Brennstoff und insofern vom Anwendungsbereich ausgenommen. Dies muss dann konsequenterweise auch für Biomethananteile gelten, die Erdgas beigemischt sind. Abweichend von Absatz 1 wird daher dafür auch kein Nachhaltigkeitsnachweis gefordert. Bedingungen für den Abzug sind allerdings ein Nachweis über einen bestehenden (anteiligen) Biomethanliefervertrag und ein Massenbilanzierungssystem.

Absatz 3 Satz 2 stellt klar, dass die zuständige Behörde zur Vereinfachung auch Nachweise der bereits eingeführten Systeme zur massenbilanziellen Dokumentation von Biomethanmengen akzeptiert.

Im Hinblick auf die Anrechenbarkeit nachhaltiger Biomasse werden sich in Umsetzung von Art. 26 Absatz 2 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) Änderungen ergeben. Dies betrifft insbesondere Biomasse mit einem hohen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, bei denen eine wesentliche Ausdehnung der Produktionsflächen auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zu beobachten ist. Die Regelungen der RED II sind bis 30. Juni 2021 in nationales Recht umzusetzen. Sobald die nationalen Umsetzungsrechtsakte vorliegen, prüft die Bundesregierung eine entsprechende Anpassung der Emissionsberichterstattungsverordnung 2022 und dabei insbesondere, inwiefern Biokraftstoffe und Biobrennstoffe mit einem hohen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen nur noch bis zu der dann geltenden nationalen Obergrenze für die Anrechenbarkeit mit dem Emissionsfaktor Null belegt werden.

§ 6 enthält keine Regelung zur Privilegierung strombasierter Kraftstoffe. Der Gesetzgeber hat die Bundesregierung beauftragt, bis 30. November 2022 zu prüfen, inwiefern für diese Kraftstoffe ab 2023 der Emissionsfaktor Null anzuwenden ist (vgl. BT-Drs 19/14746, S. 43, Gesetzesbegründung zu § 23 BEHG).

Unbeschadet des vorstehenden Prüfauftrages herrscht aber Einigkeit in der Bundesregierung, dass strombasierte Kraftstoffe regelmäßig nicht zu Brennstoffemissionen im Sinne des BEHG führen und damit auch nicht von der CO₂-Bepreisung betroffen sein sollen. Für diese Kraftstoffe bestehen noch keine Nachweis- oder Zertifizierungssysteme. Auf europäischer Ebene wird dazu bis Ende 2021 noch ein delegierter Rechtsakt gem. Art 28 Abs. 5 Erneuerbare Energien-Richtlinie EU 2018/2001 (RED II) erwartet, der anschließend umgehend in der 37. BImSchV in nationales Recht umgesetzt werden soll.

Sobald die rechtlichen Unsicherheiten ausgeräumt sind, soll durch die ohnehin 2022 vorzunehmende Überarbeitung der EBeV 2022 sichergestellt werden, dass auch für beigemischte synthetische Kraftstoffe keine Abgabeverpflichtung und damit kein CO₂-Preis nach BEHG besteht, solange der in den synthetischen Kraftstoffen enthaltene Kohlenstoff treibhausgasneutral hergestellt oder in einem anderen CO₂-Bepreisungssystem bepreist wurde. Dies könnte insbesondere durch einen Verweis auf die nationale Umsetzung in der 37. BImSchV oder auf eine andere geeignete Weise erfolgen.

Zu § 7 (Berichterstattung)

§ 7 macht von der Verordnungsermächtigung des § 7 Absatz 4 BEHG Gebrauch. Danach können in einer Rechtsverordnung die Anforderungen an die Ermittlung der Brennstoffemissionen und die Berichterstattung weitergehend geregelt werden.

Absatz 1 regelt den Inhalt des vom Verantwortlichen einzureichenden Emissionsberichts und verweist dazu auf die in Anlage 2 aufgeführten Mindestangaben.

Absatz 2 basiert auf der Verordnungsermächtigung des § 7 Absatz 4 Nummer 3 BEHG. Danach können in einer Rechtsverordnung Erleichterungen für die Verifizierung bei ausschließlicher Ermittlung und Berichterstattung nach Standard-Emissionsfaktoren vorgesehen werden. Das Verifizierungserfordernis ist nach § 7 Absatz 3 BEHG vorgegeben. Bei den in der Periode 2021 und 2022 einbezogenen Hauptbrennstoffen ist die Berichterstattung über Brennstoffemissionen allerdings vergleichsweise wenig fehleranfällig, da die relevanten Brennstoffmengen den Energiesteuerdaten entsprechen und die Ermittlung der Brennstoffemissionen ausschließlich auf Basis der in Anlage 1 vorgegebenen Berechnungsfaktoren und Standardwerte erfolgt. Soweit ab dem Kalenderjahr 2023 auch Analysewerte und komplexere Sachverhalte im Zusammenhang mit der Ermittlung von Brennstoffemissionen hinzukommen (beispielsweise bei Mischbrennstoffen, Kohlen oder Abfallstoffen), wird eine Verifizierung der Emissionsberichte erforderlich.

Absatz 3 sieht in Anlehnung an § 39 Absatz 6 des Energiesteuergesetzes eine Sonderregelung für den Fall vor, dass in Verkehr gebrachte Erdgasmengen nach Ablesezeiträumen abgerechnet oder ermittelt werden, die zwei Kalenderjahre betreffen. In diesen Fällen hat der Verantwortliche eine sachgerechte, von einem Dritten nachvollziehbare Schätzung zur Aufteilung der im betroffenen Kalenderjahr voraussichtlich entnommenen Menge vorzunehmen. Enden Ablesezeiträume später als das jeweilige Kalenderjahr, ist der Berichterstattung für diese Ablesezeiträume die voraussichtlich im Kalenderjahr entnommene Menge zugrunde zu legen. Nachdem ein solcher Ablesezeitraum beendet ist, hat der Verantwortliche die berichtete Menge und die darauf entfallende Emissionsmenge sachgerecht und nachvollziehbar zu berichtigen. Dabei ist die Berichtigung in diesen Fällen nicht für das Vorjahr vorzunehmen, sondern in dem Emissionsbericht für das Kalenderjahr, in dem der Ablesezeitraum endet. Die für die Abgabe von Emissionszertifikaten relevante Differenzmenge zwischen der voraussichtlichen und der berichtigten Menge gilt in dem Zeitpunkt als entstanden, in dem der Ablesezeitraum endet. Durch diese Fiktion soll aus Vereinfachungsgründen sowohl für die Verantwortlichen als auch die zuständige Behörde vermieden werden, dass der Verantwortliche den bereits abgeschlossenen Emissionsberichterstattungsprozess im Nachhinein korrigieren muss. § 7 Absatz 3 basiert auf dem Grundgedanken, dass Verantwortliche gegenüber ihren Kunden nur die tatsächlich zwischen den jeweiligen Ablesezeitpunkten entnommene Gasmenge abschließend abrechnen und gesichert ermitteln. Ziel ist es deshalb eine Regelung wie im Energiesteuerrecht zu schaffen, die auf den bei den Versorgern bereits vorhandenen Abrechnungssystemen aufsetzt, dabei aber klarstellt, dass keine rückwirkende Berichtigung der bereits berichteten Menge im Brennstoffemissionshandel vorzunehmen ist.

Zu § 8 (Berichterstattungsgrenze)

§ 8 regelt, dass die Pflicht des Verantwortlichen zur Berichterstattung von Brennstoffemissionen erst ab einer Jahresemissionsmenge aller in Verkehr gebrachten Brennstoffe von mindestens einer Tonne Kohlenstoffdioxid besteht. Damit macht § 8 von der Verordnungsermächtigung des § 7 Absatz 4 Nummer 1 BEHG Gebrauch. Danach können die Vorgaben an die Berichterstattung in einer Rechtsverordnung konkretisiert werden. Die Berichterstattungsgrenze in bezieht sich auf die Jahresemissionen einschließlich Kohlendioxid aus Biomasse und unter Berücksichtigung der abzugsfähigen Emissionen nach den Sondervorschriften der §§ 10 und 11. § 8 ist damit eine klarstellende Regelung vor dem Hintergrund, dass auch ein Emissionszertifikat zur Emission von einer Tonne Kohlendioxidäquivalent berechtigt. Bei einer Brennstoffemissionsmenge von weniger als einer Tonne Kohlendioxid besteht damit weder eine Berichts- noch eine Abgabepflicht.

Zu § 9 (Aufbewahrung von Unterlagen und Daten)

Absatz 1 regelt die Aufbewahrungsfristen für den Verantwortlichen orientiert an etablierten Aufbewahrungsfristen nach § 257 des Handelsgesetzbuches in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 4100-1, veröffentlichten bereinigten Fassung, das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 12. August 2020 (BGBl. I S. 1874) geändert worden ist, und nach § 147 der Abgabenordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 1. Oktober 2002 (BGBl. I S. 3866; 2003 I S. 61), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 12. August 2020 (BGBl. I S. 1879) geändert worden ist, und entspricht damit auch den Aufbewahrungsfristen im EU Emissionshandelssystem nach Artikel 67 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066.

Absatz 2 regelt, welche Unterlagen und Daten von der zuständigen Behörde aufzubewahren sind. Sie regelt zudem die Aufbewahrungsfrist.

Nach Absatz 3 verlängern sich die Aufbewahrungsfristen bis zum Abschluss von Rechtsbehelfsverfahren gegen behördliche Entscheidungen im Zusammenhang mit der Emissionsberichterstattung.

Zu § 10 (Vermeidung von Doppelerfassungen nach § 7 Absatz 4 Nummer 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes)

§ 10 macht von der Verordnungsermächtigung des § 7 Absatz 4 Nummer 5 BEHG Gebrauch. Danach kann eine Rechtsverordnung Einzelheiten zur Vermeidung von Doppelerfassungen von Brennstoffemissionen durch Freistellung von der Berichtspflicht regeln. Zugleich enthält § 10 klarstellende Regelungen zu Fallgestaltungen, in denen keine Brennstoffemissionen im Sinne des Brennstoffemissionshandelsgesetzes im Anwendungsbereich dieses Gesetzes entstehen.

Absatz 1 Nummer 1 und Nummer 5 dienen der Vermeidung von Doppelerfassungen von Brennstoffmengen im Geltungsbereich des Brennstoffemissionshandelsgesetz, soweit in den Fällen der vorliegenden Entlastungstatbestände eine Energiesteuer bereits doppelt entstanden ist und eine entsprechende Berücksichtigung auch im Brennstoffemissionshandelsgesetz vorliegen würde.

Absatz 1 Nummer 2 bis 4 berücksichtigt Entlastungen von Brennstoffmengen, die aufgrund von Unregelmäßigkeiten bei der Beförderung oder der Einfuhr besteuert wurden und für diese nunmehr davon auszugehen ist, dass die betreffende Brennstoffmenge in Deutschland physisch nicht in Verkehr gebracht wurde und daher nicht zu möglichen Brennstoffemissionen in Deutschland führen kann.

Absatz 1 Nummer 6 und 7 dienen der Vermeidung von Doppelerfassungen von Brennstoffmengen, die bereits Gegenstand eines Emissionsberichts waren und erneut in den Geltungsbereich des Brennstoffemissionshandelsgesetzes, also nach Deutschland, verbracht oder wiedereingeführt werden. Darüber hinaus können durch die Nummern 6 und 7 teilweise bereits der Berichtspflicht unterliegende Brennstoffemissionen abgezogen werden, die durch die Verbringung bzw. die Ausfuhr aus Deutschland heraus nicht mehr zu möglichen Brennstoffemissionen in Deutschland führen.

In den Fällen des Absatz 1 Nummer 8 bis 10, wenn Brennstoffmengen erneut in ein Steuerlager aufgenommen werden, eine Dampfdrucknahme erfolgt oder, wenn Erdgas erneut in ein Leitungsnetz für unverteuertes Erdgas eingespeist wird, ist regelmäßig von einem späteren erneuten Inverkehrbringen und daher von einer Doppelerfassung einer zuvor bereits in Verkehr gebrachten Brennstoffmenge auszugehen.

Die Regelung des Absatz 1 Nummer 11 dient der Berücksichtigung der auf völkerrechtlichen Verträgen beruhenden energiesteuerrechtlichen Entlastungsmöglichkeit für die Lieferung von Brennstoffen an ausländische Streitkräfte und Hauptquartiere in den Fällen, in

denen ein Inverkehrbringen des Brennstoffes nach § 2 Absatz 2 BEHG nicht bereits durch eine Belieferung unter Steueraussetzung nach § 9c des Energiesteuergesetzes vermieden wurde.

Der Verantwortliche kann für den Abzug nach § 10 Abs.1 Nr. 1 bis 11 grundsätzlich nur Brennstoffmengen geltend machen, für die er selbst entlastet wurde. Erstattungen und Vergütungen aufgrund von Abtretung, Verpfändung oder Pfändung nach § 46 Absatz 1 der Abgabenordnung bleiben unberücksichtigt.

Absatz 2 und Anlage 1 Teil 3 Nummer 1 regeln die Berechnung der nach Absatz 1 abzugsfähigen Brennstoffemissionen.

Absatz 3 konkretisiert die zu erbringenden Nachweise und Daten für den Abzug nach Absatz 1. Sofern kein Entlastungsbescheid vorliegt und Entlastungsanträge als Nachweise eingereicht werden, ist die Zustimmung nach § 168 Satz 2 der Abgabenordnung nachzuweisen.

Absatz 4 Satz 1 ermöglicht einen Abzug auch in den Fällen der stofflichen Verwendung von Erdgas. Bei der stofflichen Verwendung von Erdgas entstehen keine Emissionen im Sinne des Brennstoffemissionshandelsgesetzes. Da das BEHG keinen finanziellen Kompensationsstatbestand für die stoffliche Verwendung von Brennstoffen vorsieht, ist diese Regelung für Erdgas erforderlich.

Die Berichtspflicht für die Brennstoffemissionen entsteht im Falle von Erdgas bereits mit der Entnahme, weil das Erdgas damit als im Sinne von § 2 Absatz 2 BEHG in Verkehr gebracht gilt. Anders als bei den anderen in der Periode 2021/2022 vom BEHG erfassten Brennstoffen kann im Falle von leitungsgebundenem Erdgas das Entstehen der Energiesteuer und damit die Erfassung vom BEHG auch nicht im Direktlieferverhältnis durch steuerfreie Lieferung zur stofflichen Verwendung gemäß § 25 EnergieStG vermieden werden. Daher wird hier eine Abzugsfähigkeit in Anlehnung an § 47 Absatz 1 Nummer 3 des Energiesteuergesetzes geschaffen, obwohl in diesen Fällen keine Identität zwischen dem Verantwortlichen und dem Verwender des Erdgases besteht. Nach § 47 Absatz 1 Nummer 3 des Energiesteuergesetzes erhält der Verwender die steuerliche Entlastung. Der Verantwortliche kann bei der stofflichen Verwendung von Erdgas einen Abzug von den zu berichtenden Brennstoffemissionen dann vornehmen, wenn ihm der Verwender geeignete Nachweisdokumente (vgl. dazu auch die Begründung zu Absatz 3) rechtzeitig vor Erstellung des Emissionsberichtes nach § 7 Absatz 1 zur Verfügung stellt. Für diese abzugsfähigen Mengen muss der Verantwortliche dann keine Emissionszertifikate erwerben. Dies ermöglicht es dem Verantwortlichen, die zur stofflichen Verwendung vorgesehenen Erdgasmengen ohne zusätzliche Zertifikatskosten zu liefern. Satz 2 verweist auf die für den Abzug entsprechend geltende Berechnungsformel in Anlage 1 Teil 3 Nummer 1. Satz 3 stellt klar, dass der Abzug nach Absatz 4 Satz 1 nicht im Falle der stofflichen Verwendung des Erdgases in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage geltend gemacht werden kann. Der EU-Emissionshandel erfasst auch Prozessemissionen aus der stofflichen Verwendung von Erdgas. Diese Emissionen sind daher bereits im Emissionsbericht nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes zu berichten und können nach § 7 Absatz 5 BEHG unter den Voraussetzungen des § 11 dieser Verordnung abgezogen werden.

Die Regelung wird nicht auf weitere Brennstoffe nach Anlage 2 BEHG erstreckt, weil die nachträgliche Entlastung nach § 47 Absatz 1 Nummer 3 bei diesen eine untergeordnete Rolle spielt, da sowohl das Entstehen der Energiesteuer und damit künftig auch das Entstehen des CO₂-Preises für die stofflich zu verwendenden Brennstoffe unbürokratisch und unmittelbar unter Inanspruchnahme der Privilegierungen der §§ 24, 25 EnergieStG vermieden werden können.

Soweit erforderlich, wird die Bundesregierung im Rahmen der Fortentwicklung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) einen zusätzlichen Kompensationstatbestand für diese Fallgruppe vorschlagen.

Zu § 11: (Vermeidung von Doppelbelastungen nach § 7 Absatz 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes)

§ 11 Absatz 1 regelt in Umsetzung von § 7 Absatz 5 Satz 2 BEHG die Vermeidung von Doppelbelastungen infolge der Nutzung von Brennstoffen in einer dem EU Emissionshandel unterliegenden Anlage. Die so entstehenden Emissionen sind bereits Gegenstand der Emissionsberichterstattung nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes und werden daher schon im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems bilanziert. Durch die Möglichkeit des Abzuges dieser Emissionen von den nach § 7 BEHG zu berichtenden Emissionen wird erreicht, dass der Verantwortliche für diese Brennstoffemissionsmenge keine Emissionszertifikate erwerben muss. Im Verhältnis zwischen dem Verantwortlichen und dem Betreiber der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlagen besteht durch die spätere Abzugsmöglichkeit bereits im Zeitpunkt der Lieferung keine Veranlassung, Zertifikatskosten nach Brennstoffemissionshandelsgesetz weiterzugeben.

Um den Unternehmen die Vermeidung der Doppelbelastung möglichst einfach und ohne Unsicherheiten hinsichtlich der im Emissionsbericht des Verantwortlichen abziehbaren Brennstofflieferungsmenge zu ermöglichen, stellt Satz 1 auf die vollständige Brennstoffmenge eines Kalenderjahres ab, die zur Verwendung im EU-Emissionshandel geliefert wird. Insbesondere bei lagerfähigen, nichtleitungsgebundenen Brennstoffen kann die Liefermenge eines Jahres allerdings die tatsächliche in dem jeweiligen Jahr in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzte Brennstoffmenge überschreiten (Differenzmenge). Daher ordnet Satz 2 an, dass die insofern in das Folgejahr übertragene, gelagerte Brennstoffmenge nachweislich im Folgejahr der Lieferung in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzt werden muss. Absatz 1 Satz 3 und Anlage 1 Teil 3 Nummer 2 regeln die Berechnungsformel zur Ermittlung der abzugsfähigen Brennstoffemissionen nach Absatz 1 Satz 4.

Absatz 2 regelt die im Zusammenhang mit der Inanspruchnahme der Abzugsmöglichkeit nach Absatz 1 erforderlichen Erklärungen und zu erbringenden Nachweise. Zum einen soll durch die gleichlautenden Erklärungen nach Satz 2 sichergestellt werden, dass keine Kostenwälzung des jeweiligen CO₂-Preises nach § 10 Absatz 2 stattgefunden hat. Nach § 7 Absatz 5 BEHG soll die Doppelbelastung durch entsprechenden Abzug der Emissionen von den nach § 7 Absatz 1 BEHG zu berichtenden Brennstoffemissionen möglichst vorab vermieden werden. Die nach § 11 Absatz 2 durch gesonderte Verordnungsregelung zu schaffende nachträgliche Kompensation für gewälzte CO₂-Preise soll demnach nur nachrangig gelten, um eine Kostenbelastung der bereits vom EU-Emissionshandel erfassten Unternehmen und ihrer Anlagen zu vermeiden. Diese beiden Normen stehen daher in einem Zusammenhang. Es muss sichergestellt sein, dass für bereits im Rahmen des Emissionsberichtes nach § 7 Absatz 1 BEHG des Verantwortlichen abgezogene Brennstoffemissionen bei der belieferten, dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage tatsächlich keine CO₂-Kosten entstanden sind. Darüber hinaus wird durch Satz 2 abgesichert, dass die beim Abzug berücksichtigte Brennstoffmenge auch tatsächlich in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzt werden. Durch das Abstellen auf die zum Einsatz im EU-Emissionshandel gelieferte Menge muss das belieferte Unternehmen dem Verantwortlichen weitere Erklärungen, Angaben und Nachweise zur Verfügung stellen, um den tatsächlichen Einsatz der Liefermenge im EU-Emissionshandel sicherzustellen und missbräuchliche Inanspruchnahmen der Regelung auszuschließen. Der Emissionsbericht nach § 5 des Treibhausgasemissionshandelsgesetzes liegt der zuständigen Behörde allerdings vor und muss nicht gesondert vom Verantwortlichen eingereicht werden. Satz 2 regelt in Verbindung mit Anlage 3 die mindestens erforderlichen Erklärungen, Daten und Angaben des belieferten Unternehmens. Satz 3 stellt diesbezüglich klar, dass ab 2022 insbesondere der Einsatz von

im Vorjahr gelieferter, nicht eingesetzter Brennstoffmengen im Folgejahr bestätigt werden muss, um einen Missbrauch der Regelung zu vermeiden.

Absatz 3 dient der Vermeidung der missbräuchlichen Inanspruchnahme der Regelung zur Vermeidung der Doppelbelastung. Satz 1 bedeutet: Kann das belieferte Unternehmen nicht nachweisen, dass es die zum Einsatz im EU-Emissionshandel gelieferten Brennstoffmenge spätestens im Folgejahr auch tatsächlich vollständig in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage verwendet hat, muss der Verantwortliche die entsprechende nicht von einem Einsatznachweis gedeckte Brennstoffmenge im Emissionsbericht für das auf die Lieferung folgende Kalenderjahr berücksichtigen. Gleiches gilt nach Satz 2 wenn die zuständige Behörde später feststellt, dass die Verwendungsbestätigung für die die Differenzmengen unzutreffend war.

Absatz 4 enthält eine Regelung zum Umgang mit nachträglichen Korrekturen von Emissionsberichten nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes. Eine solche nachträgliche Korrektur kann im Einzelfall insbesondere als Folge der Emissionsberichtsprüfung notwendig werden und sowohl zu einer Erhöhung als auch zu einer Absenkung der berichts- und abgabepflichtigen Emissionsmenge der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage führen. Ohne die Sonderregelung in Absatz 4 würde sich eine Korrektur bei der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage auch nachträglich auf die nach Absatz 1 abzugsfähige Emissionsmenge für das jeweilige Berichtsjahr auswirken. Um die damit verbundenen Unsicherheiten für den Verantwortlichen zu vermeiden, regelt Absatz 4, dass nachträgliche Korrekturen bei der dem EU Emissionshandel unterliegenden Anlage nicht auch unmittelbar zu einer nachträglichen Korrektur des Emissionsberichtes nach § 7 BEHG und damit auch nicht zu einer nachträglichen Korrektur der Menge der für dieses Jahr nach § 8 BEHG abzugebenden Emissionszertifikate führt. Erst für das Berichtsjahr, in dem die Korrekturmenge im Rahmen des EU-Emissionshandels bestandskräftig festgestellt ist, ist die von der Korrektur betroffene Differenzmenge auf die Abzugsmenge nach Absatz 1 anzurechnen.

Absatz 5 stellt klar, dass der Verantwortliche von der Regelung nach § 11 Absatz 1 für energiesteuerfreie Mengen keinen Gebrauch machen darf. Hintergrund der Regelung ist, dass die dem EU-Emissionshandel unterliegende Anlage nach den energiesteuerlichen Vorgaben bestimmte Brennstoffe auch direkt energiesteuerfrei beziehen kann (insbesondere für die Verwendung zu anderen Zwecken als Kraft- und Heizstoffen nach § 25 des Energiesteuergesetzes). Für diese Mengen entsteht keine Energiesteuer und damit auch keine Berichts- und Abgabepflicht nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz. Da der Emissionsbericht der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage jedoch keine Unterscheidung zwischen solchen Mengen eines Brennstoffs vornimmt und sämtliche Emissionen des jeweiligen eingesetzten Stoffs umfasst, könnten bei der Abzugsmöglichkeit nach Absatz 1 sowohl berichtspflichtige Mengen als auch nicht berichtspflichtige (energiesteuerfreie) Mengen enthalten sein.

Zu § 12 (Inkrafttreten)

Die Verordnung tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft.

Zu Anlage 1 (zu § 5, § 6, § 10 und § 11) (Ermittlung der Brennstoffemissionen)

Anlage 1 Teil 1 stellt die allgemeine Berechnungsformel zur Ermittlung der Brennstoffemissionen auf. Sie legt fest, dass sich die berichts- und abgabepflichtigen Brennstoffemissionen aus der Differenz zwischen den Emissionen der in Verkehr gebrachten Brennstoffe und den abzugsfähigen Brennstoffemissionen ergeben. Abzugsfähige Brennstoffemissionen ergeben sich entweder nach § 10 oder nach § 11 der Verordnung, wonach Doppelerfassungen (§ 10) oder Doppelbelastungen (§ 11) durch eine Freistellung von der Berichts- und Abgabepflicht ausgeschlossen werden sollen.

Anlage 1 Teil 2 und Teil 3 stellen die Berechnungsformeln zur Berücksichtigung der weiteren Maßgaben nach den §§ 6, 10 und 11 der Verordnung auf. Dabei regelt Anlage 1 Teil 2 die Methode zur Berechnung der Emissionen aus einem in Verkehr gebrachten Brennstoff. Hierzu wird die Menge grundsätzlich mit dem Umrechnungsfaktor, dem Heizwert und dem Emissionsfaktor multipliziert, ggf. unter Abzug eines nach § 6 der Verordnung zu berücksichtigenden Bioenergieanteils.

Anlage 1 Teil 3 stellt dar, wie die abzugsfähigen Brennstoffemissionen berechnet werden. Zur Ermittlung der Emissionen aus doppelt erfassten Brennstoffmengen im Sinne des § 7 Absatz 4 Nummer 5 BEHG wird die Menge des Brennstoffs, der einen in § 10 Absatz 1 der Verordnung aufgeführten Tatbestand erfüllt, mit dem Umrechnungsfaktor, dem Heizwert und dem Emissionsfaktor multipliziert.

Zur Ermittlung der Emissionen aus Brennstoffen, die im Sinne von § 7 Absatz 5 BEHG in einer dem EU Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzt wurden, muss die jeweilige Menge des in der emissionshandelspflichtigen Anlage eingesetzten Brennstoffs mit dem fossilen Anteil multipliziert werden. Der fossile Anteil berechnet sich aus der Gesamtmenge eines Brennstoffs (100%) abzüglich des in der emissionshandelspflichtigen Anlage für den Brennstoff ggf. als nachhaltig anerkannten Biomasseanteils. Die so ermittelte Brennstoffmenge wird über alle emissionshandelspflichtigen Anlagen, die den Brennstoff von dem Verantwortlichen beziehen, summiert. Anschließend wird diese Menge mit dem in der Verordnung für den Brennstoff festgelegten Umrechnungsfaktor, Heizwert und Emissionsfaktor multipliziert.

Die in Anlage 1 Teil 4 zur Ermittlung der Brennstoffemissionen festgelegten Standardwerte für Emissionsfaktoren, Heizwerte und Umrechnungsfaktoren sind für die Emissionsberichterstattung in der Periode 2021 und 2022 verbindlich. Die Standardwerte für die Emissionsfaktoren und Heizwerte basieren auf den Daten des nach der Klimarahmenkonvention zu erstellenden Berichts zum Nationalen Treibhausgasinventar (Nationaler Inventarbericht 2020 mit Daten für 2018) bzw. wurden daraus abgeleitet. Die festgelegten Werte für den Umrechnungsfaktor Dichte basieren auf den Mittelwerten der einschlägigen Normen.

Zu Anlage 2: (zu § 6, § 7, § 10 und § 11) (Mindestinhalt eines jährlichen Emissionsberichts)

Die Angaben im Anlage 2 unter Nummer 1 stellen Stammdaten zur Identifizierung des Verantwortlichen dar. Die zugehörigen Stammdaten der Zollverwaltung dienen zum Abgleich der Daten auf der Basis von § 14 Absatz 4 BEHG.

Die Angaben in Anlage 2 Nummer 2 fassen die berichtspflichtige Gesamtemissionsmenge sowie die Emissionsmenge aus nachhaltiger Biomasse für ein Kalenderjahr zusammen. Diese Daten werden aus den Angaben unter Nummer 3, 4 und 5 ermittelt.

Die Angaben unter Anlage 2 Nummer 3 enthalten Angaben zu den in Verkehr gebrachten Brennstoffen. Die Differenzierung der Brennstoffe erfolgt nach der Differenzierung des Energiesteuergesetzes. Die Brennstoffmengen sind in der gleichen Einheit wie in der Energiesteueranmeldung anzugeben. Hierdurch können die Daten zur Erfüllung der Berichtspflichten nach dem Energiesteuergesetz auch für die Berichtspflichten nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz genutzt werden. Ferner wird hierdurch ein Abgleich mit den Daten aus dem Besteuerungsverfahren ermöglicht. Zudem werden die für die Berechnungen der Emissionen erforderlichen Umrechnungsfaktoren, Heizwerte und Emissionsfaktoren benötigt, wofür nach Anlage 1 Teil 4 Standardwerte vorgegeben sind. Die Brennstoffe können einen variablen Biomasseanteil enthalten. Der Standardemissionsfaktor berücksichtigt zunächst jeglichen Kohlenstoff im Brennstoff, mit der die Gesamtemissionen inklusive Emissionen aus nachhaltiger Biomasse ermittelt werden. Zur Anwendung eines Emissionsfaktors von 0 für biogene Brennstoffemissionen bei entsprechenden Nachhaltigkeits-

nachweis sind die nachhaltigen biogenen Emissionen von den Gesamtemissionen abziehen. Für den Abzug sind die Angaben aus den Nachhaltigkeitsnachweisen zu übertragen. Die Nachhaltigkeitsnachweise enthalten immer die Angaben der nachhaltigen Bioenergiemenge bezogen auf den Heizwert, weshalb diese Menge anzugeben ist. Hinsichtlich der in § 6 Absatz 3 vorgesehenen Obergrenze für den Abzug von Anbaubiomasse ist die auf den Nachhaltigkeitsnachweisen ausgewiesene Differenzierung zur Art der Biomasse zu beachten und entsprechend anzugeben.

Die Angabe in Anlage 2 Nummer 4 dient der Vermeidung einer Doppelerfassung durch das erneute Inverkehrbringen eines Brennstoffs. Hier sind die Brennstoffmengen gemäß § 10 dieser Verordnung anzugeben.

Die Angabe in Anlage 2 Nummer 5 dient zur Vermeidung von Doppelbelastungen durch die Berichterstattung nach Brennstoffemissionshandelsgesetz und nach Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz. Es sind die Stammdaten der dem EU Emissionshandel unterliegenden Anlage anzugeben, um der zuständigen Behörde eine Überprüfung der angegebenen Daten zu ermöglichen. Hier sind die von der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage bezogenen und verwendeten Brennstoffmengen und der nachhaltige Biomasseanteil anzugeben. Ferner ist die Erklärung des Verantwortlichen zum vereinbarten Brennstoffpreis ohne Einpreisung des CO₂-Preises abzugeben.

Die Angaben in Anlage 2 Nummer 6 dienen der vereinfachten Nachweisführung über nachhaltige Energiemengen bei Kraftstoffen. Die Nachweisführung entspricht dem Verfahren nach § 1 der 36. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, wonach der Steuerlagerinhaber die Einlagerer nach § 7 Absatz 4 Satz 1 des Energiesteuergesetzes und die in Verkehr gebrachten Energieerzeugnisse nach Art und Menge benennen muss. Die Nachweisführung ist ergänzt um die Menge der nachhaltigen Energiemenge, für die der Einlagerer Nachhaltigkeitsnachweise oder Nachhaltigkeitsteilnachweise bei der Biokraftstoffquotenstelle eingereicht hat und für den Inverkehrbringer anrechnen lassen möchte. Die Ergänzung der Nachweisführung ist erforderlich, damit ein Abgleich der vom Einlagerer insgesamt zur Verfügung stehenden nachhaltigen Energiemenge zur gesamt abgerechneten nachhaltigen Energiemenge vorgenommen werden kann und kein individueller Nachweis über Nachhaltigkeitsnachweise oder Nachhaltigkeitsteilnachweise erfolgen muss.

Zu Anlage 3: (zu § 11) (Erforderliche Erklärungen, Angaben und Nachweise des belieferten Unternehmens im Zusammenhang mit dem Abzug von Brennstoffemissionen bei der Lieferung von Brennstoffen zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage)

Die Angaben in Anlage 3 Nummer 1 und 2 dienen der eindeutigen Identifizierung der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage, die Angaben unter den Nummern 3 und 4 der eindeutigen Identifizierung des Verantwortlichen nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz.

Mit den Angaben unter Nummer 5 wird der Brennstoff gemäß seiner Bezeichnung im Emissionsbericht der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage ausgewiesen.

Da eine dem EU-Emissionshandel unterliegende Anlage einen bestimmten Brennstoff unter Umständen von mehreren Verantwortlichen bezieht, dienen die Angaben in Nummer 6 dazu, die Brennstoffmenge dem jeweiligen Verantwortlichen zuzuordnen, deren Berücksichtigung bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen zu gewährleisten und deren Lieferung sowie Verwendung im Rahmen des EU-Emissionshandels nachvollziehen zu können. Zusätzlich ist für die zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gelieferte Menge der Anteil der energiesteuerpflichtigen und der energiesteuerfreien Brennstoffmenge auszuweisen.

Nummer 7 dient der Absicherung des Einsatzes der bezogenen Liefermenge in einer emissionshandelspflichtigen Anlage durch eine entsprechende Verwendungsabsichtserklärung sowie eine Erklärung zur CO₂-Kostenfreiheit des vereinbarten Lieferpreises.

Spiegelbildlich zur Verwendungsabsichtserklärung muss nach Nummer 8 der tatsächliche Einsatz der Liefermenge spätestens im Folgejahr bestätigt werden, sofern die Liefermenge eines Berichtsjahres nicht vollständig innerhalb desselben Jahres eingesetzt wurde.

Mit den Angaben unter Nummer 9 soll nachvollziehbar werden, ob die im Emissionsbericht nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes ermittelten Emissionen für den Brennstoff durch Standardmethodik, Massenbilanzansatz oder kontinuierlicher Emissionsmessung nach Artikel 21 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 ermittelt wurden. Dies ist erforderlich, um die auf dem Nachweis aufgeführten Mengen bzgl. ihrer Qualität überprüfen zu können. Zum Beispiel würde bei kontinuierlicher Emissionsmessung die Menge aus den flankierenden Stoffströmen herangezogen werden, die ggf. einer Korrektur bedarf, wenn sie als "Schätzwert" im Emissionsbericht nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes angegeben wurde.