MEW
Mittelständische Energiewirtschaft
Deutschland e.V.

Positionspapier

Entwurf einer Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) für die Jahre 2021 und 2022
(Berichtserstattungsverordnung 2022 – BeV 2022)

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) hat am 3.07.2020 die Berichterstattungsverordnung für die Jahre 2021 und 2022 (BeV 2022) vorgelegt. Der MEW nimmt dies zum Anlass für eine Positionierung. Er vertritt als Dachverband die Interessen unabhängiger, mittelständischer Kraftstoffimporteure und -inverkehrbringer, Tanklagerbetreiber und freier Tankstellen.

Das BEHG betrifft die MEW-Mitglieder als unabhängige Inverkehrbringer von Brennstoffen unmittelbar und infolge ihrer Geschäftsgrundlage in einem sehr umfangreichen Maße. Die Ausgestaltung der BeV 2022 ist deshalb von großer Bedeutung hinsichtlich des Administrationsaufwands und der wirtschaftlichen Implikationen für die Unternehmen.

Der MEW nimmt wie folgt Stellung:

1. **§ 2 Begriffsbestimmungen**

   § 2 Nr. 7 des Entwurfs definiert den Begriff „Bioanteil“, um die biogenen Brennstoffemissionen zu ermitteln, die abzugsfähig im Sinne dieser Verordnung sind. Danach heißt es:

   7. 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;

   Es sollte klargestellt werden, dass für die Ermittlung der aus Biomasse stammenden Energiemengen die volumenspezifischen Energiegehalte gemäß RED II Anhang 3 (EU-Richtlinie 2018/2001) zu verwenden sind.

   <u>Forderung</u>

   Klarstellung, dass für die Ermittlung der aus Biomasse stammenden Energiemengen die volumenspezifischen Energiegehalte gemäß RED II (EU- Richtlinie 2018/2001, Anhang 3) zu verwenden sind.

2. § 3 Entbehrlichkeit des Überwachungsplans

§ 3 des Entwurfs regelt den Wegfall der Pflicht zur Übermittlung und Genehmigung des Überwachungsplans für die Jahre 2021 und 2022. Danach heißt es:

Die Vorgaben zur anzuwendenden Überwachungsmethodik für die Ermittlung von Brennstoffemissionen in der Periode 2021 und 2022 sind in dieser Verordnung abschließend geregelt. Daher entfällt für diese Periode die Pflicht nach § 6 Absatz 1 Satz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes zur Übermittlung und Genehmigung eines Überwachungsplans.

Wir begrüßen ausdrücklich den Wegfall der Pflichten zur Übermittlung und Genehmigung eines Überwachungsplans für die Jahre 2021 und 2022. Dies stellt für die Wirtschaftsbeteiligten eine erhebliche administrative Erleichterung dar. Es sollte auch für die Folgeperioden überprüft werden, inwieweit auf diese Pflichten grundsätzlich bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen verzichtet werden kann. Das betrifft insbesondere jene Verantwortliche, die lediglich Anbieter von Kraft- und Heizstoffen sind und ausschließlich die Standwerte zur Berechnung der Brennstoffemissionen verwenden und deren in Verkehr gebrachten Brennstoffmengen bereits im Rahmen des Energiesteuergesetzes sowie der Treibhausgasminderungsquote der zollamtlichen Überwachung unterliegen.

<u>Forderung</u>

Grundsätzlicher Verzicht auf die Übermittlung und Genehmigung eines Überwachungsplans für Wirtschaftsbeteiligte, die ausschließlich Standardwerte zur Berechnung der Brennstoffemissionen verwenden.

3. § 5 Ermittlung von Brennstoffemissionen

§ 5 beschreibt das Vorgehen zur Ermittlung der Brennstoffemissionen. Danach heißt es:

(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 Anlage 1 festgelegten Methoden und Standardwerte zu ermitteln.

§ 5 (2) stellt auf jene Brennstoffmengen ab, die in den Steueranmeldungen zur Berechnung der Energiesteuer anzugeben sind. Laut der Begründung des Verordnungsentwurfs soll damit ein Gleichlauf zwischen der Mengenermittlung nach dem Energiesteuerrecht und dem BEHG hergestellt werden. Es werden damit jedoch jene Brennstoffmengen außer Acht gelassen, für die die Energiesteuer ohne Steueranmeldung von Amts wegen festgesetzt werden. Das kann in der Praxis zu erheblichen Ungleichbehandlungen bezüglich der unter das BEHG fallenden

Brennstoffmengen führen. Das betrifft z.B. Steuerfestsetzungen, die nachträglich im Rahmen der Steueraufsicht getätigt werden und unter § 2 des BEHG fallen

Forderung

Einbeziehung von Energiesteuerbescheiden bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen.

4. E-Fuels als abzugsfähige Brennstoffe bewerten

Der Gesetzgeber hat in § 1 BEHG festgelegt, dass alle Emissionen fossilen Ursprungs zu bepreisen sind:

Zweck des Gesetzes: (…) Zweck des nationalen Emissionshandelssystems ist die Bepreisung fossiler Treibhausgasemissionen.

Der Gesetzeszweck sieht ausdrücklich nur die Bepreisung fossiler Brennstoffe vor. Es ist deshalb nicht nachvollziehbar, warum die nun vorliegende Verordnung lediglich biogene Brennstoffe mit dem Emissionsfaktor Null bewertet. Die Ausgestaltung sollte alle Emissionseinsparungen durch den Einsatz nachhaltig erzeugter Brennstoffe durch eine Ausnahme von der Bepreisung anerkennen.

Treibhausgasarme oder treibhausgasneutrale flüssige Brennstoffe sind beispielsweise synthetische, also mit erneuerbarem Strom hergestellte Brennstoffe (PtX, E-Fuels). Diese Brennstoffe weisen eine klimaneutrale CO2-Bilanz auf (z.B. CO2-Nutzung aus der Luft) und würden bei ihrer Markteinführung durch eine zusätzliche Bepreisung massiv behindert werden.

Forderung

Bewertung von synthetischen Brennstoffen (E-Fuels) mit dem Emissionsfaktor Null.

5. § 6 Bestimmung des abzugsfähigen Bioenergieanteils

a) § 6 Absatz 1 des Verordnungsentwurfs – Grundsatz der Abzugsfähigkeit

§ 6 des Verordnungsentwurfs regelt im Wesentlichen die Ermittlung des abzugsfähigen Bioenergieanteils.

(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 und, im Fall von Brennstoffen nach Anlage 2 Nummer 1, 2, 3 und 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes, die Obergrenze nach Absatz 3 nicht überschreitet. Für die Berechnung des abzugsfähigen Bioenergieanteils gilt Anlage 1 Teil 2*

Die Berechnung des abzugsfähigen Bioenergieanteils wird entgegen der Aussage in § 6 (1) des Verordnungsentwurfs leider nicht in Anlage 1 Teil 2 dargestellt. Es bleibt offen, wie die biogenen Anteile im Kraft- oder Heizstoffgemisch in Gigajoule ermittelt werden sollen.

Wir haben jedoch inzwischen verstanden, dass für die Berechnung der Emissionen grundsätzlich die Standardwerte aus dem nationalen Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar maßgeblich sein sollen. Deshalb soll der abzugsfähige Bioenergieanteil wie folgt berechnet werden:

	Volumen [cbm 15°]	Dichte [t/cbm]	Heizwert [GJ/t] oder [GJ/cbm]	Emissionsfaktor [GJ/t]	Emission [t]	Energie [GJ]	Energie Bio [GJ]	Bioanteil %	Abzug Bioemission [t]	Emission in Verkehr [t]
Diesel (DK)	100.000				269.349	3.639.845				
Biodiesel	7.000		33,0	0,0740	17.094	231.000				
HVO	500		34,0	0,0740	1.258	17.000	248.000	**6,38%**		
Gesamt DK	**107.500**	0,845	42,8	0,0740	**287.701**	**3.887.845**				269.349
Benzin (OK)	100.000				246.987	3.378.750				
Bioethanol	10.000		21,0	0,0731	15.351	210.000	210.000	**5,85%**		
Gesamt OK	**110.000**	0,750	43,5	0,0731	**262.338**	**3.588.750**				246.987
Summe	**217.500**				**550.038**	**7.476.595**	**458.000**	**6,13%**	**0**	**516.335**

Danach sind nur für die aus Biomasse stammenden Mengen die volumenspezifischen Heizwerte gemäß der RED II (EU-Richtlinie 2018/2001) zu verwenden. Diese Information kann aus den Regelungen des Verordnungsentwurfs nicht entnommen werden.

Forderung

Darstellung der Ermittlung des abzugsfähigen Bioenergieanteils

b) § 6 Absatz 2 des Verordnungsentwurfs – Nachweisführung

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

Für Biomethan, das dem Erdgas beigemischt ist, stellt § 6 Absatz 4 Satz 2 des Verordnungsentwurfs klar, dass die Nachweise anhand von anerkannten Massenbilanzen geführt werden dürfen. Diese Klarstellung muss jedoch für alle biogenen Mengen Anwendung finden, sobald sie den fossilen Brennstoffen beigemischt worden sind. Die beigemischten biogenen Mengen (wie z.B. Bioethanol, Biodiesel und HVO) können der Energiesteueranmeldung nicht entnommen werden. Diese Mengen sowie auch die damit einhergehende Zuordnung der Nachhaltigkeitsnachweise zu den jeweiligen Kraft-und Heizstofflieferungen können in der Praxis nur anhand eines Massenbilanzsystems ermittelt und dargestellt werden. Aus diesem Grund regelt Artikel 30 der EU-Richtlinie 2018/2001 ausdrücklich, dass die Nachhaltigkeitsanforderungen anhand von Massenbilanzsystemen nachzuweisen sind.

Forderung

Anerkennung des Massenbilanzsystems als Nachweisführung für die Erfüllung der Nachhaltigkeitsanforderungen entsprechend der Regelung des § 6 Absatz 4 Satz 2 des Verordnungsentwurfs.

c) § 6 Absatz 3 des Verordnungsentwurfs – Ermittlung der Obergrenze

(3) Der Emissionsfaktor Null wird für den aus konventionellen Biokraftstoffen stammenden Bioenergieanteil von Brennstoffen nach Anlage 2 Nummer 1 und 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes nur bis zu der in § 13 Absatz 1 Satz 1 der Achtunddreißigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes festgelegten Obergrenze angewendet. Die Obergrenze bezieht sich dabei auf den Gesamtenergiegehalt der Brennstoffe nach Anlage 2 Nummer 1 und 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes. Für den aus konventionellen Biokraftstoffen stammenden Bioenergieanteil, der die in Satz 2 genannte Obergrenze übersteigt, ist der in Anlage 1 Teil 4 festgelegte Emissionsfaktor des Brennstoffes anzuwenden. Für den Bioenergieanteil der Brennstoffe nach Anlage 2 Nummer 3 und 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetztes gelten die Sätze 1 und 3 entsprechend, soweit diese Brennstoffe aus den gleichen Rohstoffen gewonnen werden wie konventionelle Biokraftstoffe.

In der Begründung zu § 6 Absatz 3 des Verordnungsentwurfs heißt es: „Um die Konsistenz des Brennstoffemissionshandelssystems mit dieser europarechtlich angelegten Begrenzung herzustellen, wird die Anwendung des Emissionsfaktors Null im Gleichklang mit der 38. BImSchV begrenzt." Das Ziel des Gleichklangs wird jedoch nur erreicht, wenn die Obergrenze in Höhe von 6,5% auch auf dieselbe Bemessungsgrundlage Anwendung findet. § 6 Absatz 3 des Verordnungsentwurfs schränkt die Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe gegenüber § 13 der 38. BImSchV jedoch ein, da sie nur auf Otto- und Dieselkraftstoffe bezogen wird. In der 38. BImSchV werden hingegen alle Kraftstoffe, d.h. z.B. auch LPG, LNG und Erdgas in die Bemessungsgrundlage einbezogen.

Der zweite Teil des Absatzes 3 wendet die Obergrenze analog auf Heizstoffe an. Eine separate Berechnung für den Wärmemarkt ist grundsätzlich sinnvoll, sollte jedoch ebenfalls bei der Ermittlung der Obergrenze sämtliche fossile Heizstoffe berücksichtigen. Es ist nicht nachvollziehbar, dass Erdgas nicht einbezogen wird und LPG lediglich als Heizstoff, jedoch nicht als Kraftstoff betrachtet wird.

Forderung

Anwendung der Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe gemäß § 13 der 38. BImSchV, d.h. Einbeziehung aller Kraftstoffe (wie z.B. LPG, Erdgas, LNG) bei der Ermittlung der Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe und analoge Verfahrensweise bei der Anwendung der Obergrenze bei Heizstoffen.

d) § 6 Absatz 4 des Verordnungsentwurfs – Biomethan

(4) Abweichend von Absatz 1 kann der Verantwortliche 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, ohne dass es der Vorlage eines Nachhaltigkeitsnachweises bedarf, 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 für die Anforderungen nach Satz 1 Nummer 2 erkennt die zuständige Behörde einen entsprechenden Auszug aus einem anerkannten System zur massenbilanziellen Dokumentation von Biomethanmengen an. Für die Berechnung des abzugsfähigen Bioenergieanteils gilt Anlage 1 Teil 2.

Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb bei Erdgas eine Vereinfachungsregelung zur Anwendung kommt, die eigentlich für alle Brennstoffe gelten sollte. Laut Begründung ist reines Biomethan in den Perioden 2021 und 2022 kein berichtspflichtiger Brennstoff. Dies muss dann konsequenterweise auch für Biomethananteile gelten, die Erdgas beigemischt sind. Abweichend von Absatz 1 wird daher auch kein Nachhaltigkeitsnachweis gefordert und es gilt auch keine Obergrenze. Das trifft gleichermaßen für alle den fossilen Brennstoffen **beigemischten biogenen** Kraft- und Heizstoffe (wie z.B. Biodiesel) zu. Das spiegelt sich insbesondere in der Notwendigkeit der Erstellung und Verwendung des Massenbilanzsystems wider, um die beigemischten biogenen Anteile zu ermitteln und die Nachhaltigkeitsanforderungen nachweisen zu können.

Forderung

Anerkennung der Nachweisführung anhand der massenbilanziellen Dokumentation für alle beigemischten biogenen Brennstoffe. Siehe dazu auch unsere Ausführungen zu § 6 Absatz 2 des Verordnungsentwurfs.

e) § 6 Absatz 5 des Verordnungsentwurfs – kaufmännischer Einlagerer

(5) Abweichend von Absatz 2 kann der Verantwortliche für die Brennstoffe

1. Benzin der Unterpositionen 2710 12 41, 2710 12 45 und 2710 12 49 der Kombinierten Nomenklatur und

2. Gasöle der Unterpositionen 2710 19 43 bis 2710 19 48 und der Unterpositionen 2710 20 11 bis 2710 20 19 der Kombinierten Nomenklatur,

im Falle der Einlagerung dieser Brennstoffe durch einen Dritten im Sinne des § 7 Absatz 4 Satz 1 des Energiesteuergesetzes, der für die betreffende Brennstoffmenge nicht Steuerschuldner ist, den Nachweis der Nachhaltigkeitsanforderungen für diese Brennstoffe durch Vorlage der in Anlage 2 Nummer 6 aufgeführten Erklärungen und Dokumente erbringen.

Absatz 5 soll im Wesentlichen eine vereinfachte Nachweisführung für Tanklagerunternehmen regeln. Grundsätzlich begrüßen wir es, dass hiermit der besonderen Rolle der Dienstleister als Steuerlagerinhaber und somit Verantwortliche im Sinne des BEHG Rechnung getragen werden soll. Die angedachte vereinfachte Nachweisführung in Form von Erklärungen stellt jedoch leider keine akzeptable Lösung dar. Die Tanklagerunternehmen sind nicht Eigentümer der gelagerten Brennstoffe und verfügen somit auch nicht über die erforderlichen Informationen zur Bestimmung der abzugsfähigen Bioenergiemenge gemäß § 6 Absatz 2 bis 4 des Verordnungsentwurfs. Die abzugsfähige Bioenergiemenge und deren Zuweisung zu den jeweiligen Brennstoffarten gemäß Anlage 2 Nummer 6 kann nur anhand der vom Einlagerer geführten Biomengenbilanz (Massenbilanz) ermittelt und nachgewiesen werden. Die

Biomengenbilanz des Einlagerers ist dem Tanklagerunternehmen nicht zugänglich. Er ist lediglich Dienstleister. Er dokumentiert zwar die physischen Mengenbewegungen in seinem Lager, aber er führt nicht die darauf aufbauende Biomengenbilanz, aus der sich die nachhaltigen abzugsfähigen Bioenergiemengen ergeben. Er verfügt über keinerlei Informationen bezüglich der Nachhaltigkeit der im Lager zugemischten biogenen Brennstoffe. Anlage 2 Nummer 6 des Entwurfs zwingt das Tanklagerunternehmen Angaben vom Einlagerer vorzulegen und darauf basierend eigene Angaben zu machen, die für Tanklagerunternehmen in Hinblick auf Vollständigkeit und Richtigkeit in keiner Weise nachprüfbar sind, aber für die es als Verantwortlicher im Sinne des BEHG haftet. Zudem wird der Einlagerer gezwungen, vertrauliche Marktinformationen an seinen Dienstleister zu übermitteln.

<u>Forderung</u>

Bestimmung des kaufmännischen Einlagerers in § 3 Nr. 3 BEHG anstelle des Tanklagerbetreibers als Verantwortlichen im Sinne des BEHG, d.h. Änderung der Definition des Verantwortlichen im Rahmen des ersten Gesetzes zur Änderung des BEHG.

6. § 10 Vermeidung von Doppelerfassungen nach § 7 Absatz 4 Nummer 5 des BEHG

§ 10 des Verordnungsentwurfs enthält zur Vermeidung von Doppelerfassungen klarstellende Regelungen zu Fallgestaltungen, in denen keine Brennstoffemissionen im Sinne des BEHG entstehen. Danach heißt es:

(1) Der Verantwortliche kann eine entsprechende Menge an Brennstoffemissionen von den nach § 7 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in einem Kalenderjahr zu berichtenden Brennstoffemissionen für Mengen von Brennstoffen abziehen,

1. die durch den Verantwortlichen nach dem 1. Januar 2021 in ein Steuerlager nach § 7 Absatz 1 Satz 1 des Energiesteuergesetzes aufgenommen worden sind und nachweislich nach § 47 Absatz 1 Nummer 1 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden,

2. die durch den Verantwortlichen nach dem 1. Januar 2021 in ein Leitungsnetz für unversteuertes Erdgas eingespeist worden sind und nachweislich nach § 47 Absatz 1 Nummer 6 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden,

3. die durch den Verantwortlichen nach dem 1. Januar 2021 aus dem Steuergebiet des Energiesteuergesetzes verbracht wurden und nachweislich nach § 46 Absatz 1 Nummer 1 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden oder

4. die durch den Verantwortlichen nach dem 1. Januar 2021 aus dem Steuergebiet des Energiesteuergesetzes verbracht oder ausgeführt wurden und nachweislich nach § 46 Absatz 1 Nummer 3 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden.

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

(3) Für den Abzug von Brennstoffemissionen nach Absatz 1 übermittelt der Verantwortliche der zuständigen Behörde entsprechende Energiesteueranmeldungen als Nachweise mit dem Emissionsbericht.

(4) Der Verantwortliche kann eine entsprechende Menge an Brennstoffemissionen von den nach § 7 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 Brennstoffen, 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.

a) Vollständige Erfassung der Entlastungstatbestände des Energiesteuergesetzes

In Anlehnung an die Systematik des Energiesteuerrechts verpflichtet das BEHG die Unternehmen auf derjenigen Handelsstufe zur Teilnahme am nationalen Emissionshandel, auf der die Steuer für das Inverkehrbringen von Energieerzeugnissen entsteht. Das sind grundsätzlich die Steuerlager (Herstellungs- und Lagerbetriebe). Diese Grundentscheidung des Gesetzgebers macht es erforderlich, dass Entlastungen im Energiesteuerrecht, die dort eine doppelte Besteuerung verhindern oder eine Besteuerung nachträglich korrigieren, auch im BEHG nachvollzogen werden.

In nachfolgender Tabelle hat die Mineralölwirtschaft die Entlastungstatbestände des Energiesteuerrechts (Energiesteuergesetz, EnergieStG und Energiesteuerdurchführungsverordnung, EnergieStV) aufgelistet, die auch im BEHG nachvollzogen werden müssen, und diese bereits vorab an den Verordnungsgeber adressiert. Sie sind noch nicht vollständig in den Verordnungsentwurf eingeflossen.

Norm (EnergieStG)	**Inhalt**
§ 8 Abs. 7	Erstattung bei Beförderung in der Annahme eines wirksamen Steueraussetzungsverfahren
§ 14 Abs. 8	Erstattung bei Unregelmäßigkeiten im Steueraussetzungsverfahren wegen Erhebungskompetenz eines anderen Mitgliedstaates als DE
§ 18a Abs. 4	Erstattung bei Unregelmäßigkeiten im Beförderungsverfahren des steuerrechtlichen freien Verkehrs wegen Erhebungskompetenz eines anderen Mitgliedstaates als DE
§ 19b Abs. 3	Erstattung in Einfuhrfällen
§ 38 Abs. 5	Steuervergütung bei nicht angemeldetem Liefererstatus (Erdgas)
§ 46 Abs. 1	Steuerentlastung beim Verbringen aus dem Steuergebiet
§ 47 Abs. 1	Steuerentlastung bei Aufnahme in Betriebe und bei Einsatz zu steuerfreien Zwecken
§ 52	Steuerentlastung für die Schiff- und Luftfahrt (greift bei der Verwendung versteuerter Energieerzeugnisse für Zwecke des § 27 EnergieStG)

Norm (EnergieStV)	**Inhalt**
§ 96 Abs. 1	Steuerentlastung für die Schifffahrt für nicht gekennzeichnete Gasöle

§ 10 des Verordnungsentwurfs erfasst davon lediglich die §§ 46 und 47 EnergieStG. Die übrigen Entlastungstatbestände müssen ebenfalls erfasst werden.

<u>Forderung</u>

Entlastungstatbestände nach Energiesteuerrecht vollständig erfassen.

b) Entlastungen nach §§ 46, 47 Energiesteuergesetz

Die Erfassung der Entlastungen nach den §§ 46 und 47 EnergieStG ist zudem unvollständig: § 10 Absatz 1 Nr. 1 sieht vor, dass eine entsprechende Menge an Brennstoffemissionen abgezogen werden kann, wenn die Brennstoffe durch den Verantwortlichen in ein Steuerlager nach § 7 Absatz 1 Satz 1 des Energiesteuergesetzes aufgenommen worden sind. Verantwortliche können Brennstoffe jedoch auch in ein Steuerlager nach § 6 EnergieStG (Herstellungsbetrieb) aufnehmen. Die Vorschrift ist daher wie folgt zu ändern:

(1) Der Verantwortliche kann eine entsprechende Menge an Brennstoffemissionen von den nach § 7 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in einem Kalenderjahr zu berichtenden Brennstoffemissionen für Mengen von Brennstoffen abziehen,

*1. die durch den Verantwortlichen nach dem 1. Januar 2021 in ein Steuerlager nach ~~§ 7 Absatz 1 Satz 1~~ **§ 5 Absatz 2 des Energiesteuergesetzes** aufgenommen worden sind und nachweislich nach § 47 Absatz 1 Nummer 1 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden, …*

Forderung

Entlastung bei Aufnahme in ein Steuerlager nach § 5 Absatz 2 EnergieStG vorsehen

c) Auseinanderfallen von Steuerschuldner und Entlastungsberechtigtem

In der Praxis fallen oftmals der Verantwortliche, der die Energieerzeugnisse steuerpflichtig in den Verkehr gebracht hat, und der Entlastungsberechtigte auseinander. Das trifft z.B. zu, wenn die Energieerzeugnisse in ein Steuerlager eines Dritten aufgenommen werden. Deshalb tritt beim Auseinanderfallen von Steuerschuldner und Entlastungsberechtigten der Entlastungsberechtigte oftmals seinen Entlastungsanspruch an den Inverkehrbringer (=Steuerschuldner) nach § 46 AO ab, damit dieser direkt die Energiesteuer erstattet bekommt. Hierfür verwendet der Entlastungsberechtigte den von der Zollverwaltung zur Verfügung gestellten Formularvordruck 5041 Abtretungsanzeige/Verpfändungsanzeige.

Forderung

Anerkennung von Entlastungen beim Dritten (= Entlastungsberechtigtem), wenn dieser selbst als Verantwortlicher registriert ist oder beim Inverkehrbringer, wenn der Entlastungsberechtigte den Entlastungsanspruch nachweislich nach § 46 AO an den Inverkehrbringer abgetreten hat.

7. § 11 Vermeidung von Doppelbelastungen nach § 7 Absatz 5 BEHG

a) Die BeV sieht in § 11 auf Basis des § 7 (5) BEHG die Vermeidung von Doppelbelastungen von EU-ETS-Anlagen vor, die zertifikatspflichtige Brennstoffe nach BEHG verwenden.

Da es für Brennstofflieferanten nicht absehbar ist, in welchem Ausmaß an EU-ETS-Anlagen gelieferte Mengen in den Anlagen tatsächlich eingesetzt werden, wäre es die einfachste Lösung, den EU-ETS-Anlagenbetreibern eine Sonderrolle im BEHG zuzuweisen, indem sie in diesem Fall selbst Verpflichteter im Rahmen des BEHG werden würden. Mindestens muss die

Schnittstelle zwischen beiden Beteiligten verlässlich und praxistauglich gestaltet werden und die EU-ETS-Anlagenbetreiber müssen ihren Brennstofflieferanten zum Zeitpunkt der Lieferung einen rechtssicheren Nachweis für den Einsatz der Brennstoffe in EU ETS Anlagen erbringen können.

Dieses Nachweisdokument muss klarstellen, dass der EU-ETS-Anlagenbetreiber die BEHG-Pflichten für die gelieferte Brennstoffmenge vollständig übernimmt. Mit diesem Nachweis kann sich der Brennstofflieferant von der Zertifikatsabgabepflicht für die entsprechenden Brennstoffemissionsmengen freistellen lassen. Unter dieser Voraussetzung würde der Lieferant den Preis für die entsprechenden CO2-Zertifikate nicht in Rechnung stellen. Für die MEW-Mitglieder ist darüber hinaus wichtig, dass nicht nur bei Direktlieferung, sondern ebenso über Zwischenhandelsstufen ein solches System angewendet werden kann.

Der MEW unterstützt die vom BDI vorgeschlagenen Gestaltungsoptionen zur Ausgestaltung einer Vorabbefreiung von EU ETS-Anlagen von Belastungen aus dem nationalen Emissionshandel.

<u>Forderung</u>

Übernahme der regulativen BEHG-Pflichten durch den EU-ETS-Anlagenbetreiber.

b) § 11 Absatz 4 regelt die Verfahrensweise im Falle einer nachträglichen Korrektur von Emissionsberichten nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes:

(4) Eine nachträgliche Korrektur des Emissionsberichts nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage lässt den vom Verantwortlichen vorgelegten Nachweis nach Absatz 2 für dieses Berichtsjahr unberührt. Differenzmengen, die sich aus einer Korrektur eines Emissionsberichts nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes ergeben, sind auf die Abzugsmenge nach Absatz 1 für das Berichtsjahr anzurechnen, in dem die Korrektur des Emissionsberichts nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes bestandskräftig festgestellt wird.

Es ist grundsätzlich begrüßenswert, dass sich nachträgliche Korrekturen bei der dem EU Emissionshandel unterliegenden Anlage nicht auch unmittelbar zu einer nachträglichen Korrektur des Emissionsberichts und damit auch der Menge der für dieses Jahr nach § 8 BEHG abzugebenden Emissionszertifikate führen soll. Das bedeutet allerdings, dass eine nachträglich festgestellte Erhöhung der Emissionsmenge nicht mehr zum Preis des Jahres berechnet werden kann, in dem das Inverkehrbringen erfolgte, sondern zu dem Preis des Jahres, in dem diese festgestellt wird, also zu einem höheren Preis.

Forderung

Erwerb von Emissionszertifikaten aufgrund nachträglicher Korrekturen erfolgt zum Preis des Jahres des Inverkehrbringens.

8. Anlage 2 Mindestinhalt eines jährlichen Emissionsberichts

a) Anlage 2 Nr. 5 h)

Es handelt sich hierbei um Lieferungen, die nicht unter den Anwendungsbereich des BEHG fallen, da sie nicht versteuert werden.

Forderung

Verzicht auf die Angabe.

b) Anlage 2 Nr. 5 j

Es ist unverständlich, was mit der Angabe der Gesamtemission aus nachhaltiger Biomasse in Tonnen gemeint und bezweckt wird, da diese mit dem Emissionsfaktor Null bewertet wird.

Forderung

Wir bitten um Erläuterung und Klarstellung.

9. Anlage 3 Inhalt des Nachweises zum Abzug von Brennstoffemissionen beim Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage

Anlage 3 Nr. 6 c

Steuerfreie Lieferungen fallen nicht unter den Anwendungsbereich des BEHG.

Forderung

Verzicht auf die Angabe.

Berlin, den 11.08.2020