

## Stellungnahme

# zum Gesetzesentwurf für ein Brennstoffemissionshandels- gesetz - BEHG (Stand: 23. Oktober 2019)

Berlin, 4. November 2019

Die Bundesregierung hat am 23. Oktober 2019 den **Gesetzesentwurf über ein nationales Emissionshandelssystem für Brennstoffemissionen (BEHG)** vorgelegt. Der geplante nationale Emissionshandel für Brennstoffemissionen (nEHS) in den Sektoren Wärme und Verkehr erfasst die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brenn- und Kraftstoffe außerhalb des EU-Emissionshandelssystems (EU-EHS). Teilnehmer am nEHS sind laut Entwurf die Inverkehrbringer oder Lieferanten der Brenn- und Kraftstoffe.

Die Energiewirtschaft setzt sich seit langem für die rasche **Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung in den nicht vom EU-Emissionshandel erfassten Sektoren ein.**<sup>1</sup> Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Nicht-EHS-Bereich sollte eine Lenkungswirkung entfalten und gleichzeitig mit einer **Senkung der Belastung des Strompreises** einhergehen, um sowohl Klimaschutzmaßnahmen und Innovationen anzureizen als auch einen sozialen Ausgleich zu schaffen.

Der nun vorgelegte Gesetzesentwurf bestätigt allerdings die wiederholt vom BDEW vorgetragene Einschätzung, dass das gewählte Instrument eines nationalen Brennstoff-Emissionshandels zu komplex und aufwändig ist. Der Ansatz der Bundesregierung wirft verfassungsrechtliche Fragen auf und birgt rechtliche Unsicherheiten in Bezug auf die Implementierung und dafür notwendige zeitliche Fristen. Es ist zudem nicht vertretbar, dass zentrale Fragen erst auf Verordnungsebene und **ohne Beteiligung des Bundestags** geklärt werden sollen.

Die vorliegende ausführliche **Stellungnahme des BDEW zum Gesetzesentwurf** ergänzt die Kurzstellungnahme des BDEW vom 22. Oktober 2019 für die Verbändeanhörung zum Referentenentwurf des Bundes-Klimaschutzgesetzes und schreibt diese im Lichte des Kabinettsbeschlusses mit weiteren Aspekten und konkreten Textänderungsvorschlägen fort.

Im Nachgang der viel zu kurzen Anhörung der Verbände sind einige erste Nachbesserungen gegenüber dem Referentenentwurf erfolgt. Der nun vorliegende Gesetzesentwurf weist aber immer noch erhebliche Mängel auf und es fehlen weiterhin verlässliche und nachvollziehbare Angaben und Daten zur Einordnung des Instruments im Verhältnis zum Bundes-Klimaschutzgesetz und Klimaprogramm 2030, zum Erfüllungsaufwand für die Verpflichteten und Kunden sowie zur möglichen Belastung des Bundeshaushaltes durch die vorgesehene Nutzung der Flexibilitätsmöglichkeiten der Europäischen Klimaschutzverordnungen.

Der BDEW empfiehlt dem Deutschen Bundestag und dem Bundesrat, dem Gesetzesentwurf **nicht** zuzustimmen bevor die im Folgenden dargelegten Kernforderungen des BDEW ausreichend berücksichtigt wurden.

---

<sup>1</sup> BDEW-Positionspapier „CO<sub>2</sub>-Bepreisung“ vom 22. August 2019 (Erweiterung des Positionspapiers zur CO<sub>2</sub>-Bepreisung vom 31. Januar 2018).

## Kernforderungen des BDEW

- 
- Aus Sicht des BDEW sollte die Einstiegshöhe des CO<sub>2</sub>-Preises so gewählt werden, dass eine ausreichende Lenkungswirkung für den erwarteten Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele ausgelöst wird. Gleichzeitig zu einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Nicht-EHS Bereich bedarf es für eine bessere Lenkungswirkung einer Senkung der Belastung des Strompreises, die sowohl Klimaschutzmaßnahmen und Innovationen anreizt, als auch einen sozialen Ausgleich schafft.
  - Das Verhältnis des nEHS zu den Regelungen des Bundes-Klimaschutzgesetzes zur Erstellung von Sofort- und Klimaschutzprogrammen ist vor Verabschiedung zu klären. Es muss zwingend sichergestellt werden, dass den Verpflichteten bei Brennstoff-Lieferverträgen eine Anpassung oder Umlage innerhalb des Vertragszeitraums durch ausreichende Vorlaufzeit grundsätzlich möglich ist, um die klimapolitisch gewünschte Weiterbelastung der Endkunden sicherzustellen. Dies muss sowohl bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung, als auch für nachträgliche CO<sub>2</sub>-preisrelevante Anpassungen gelten, die im nEHS vorgenommen werden.
  - Das Verhältnis des nEHS zu Bundes-Klimaschutzgesetz, Klimaprogramm 2030 und nationaler Zielerreichung bei der Treibhausgasminderung ist durch eine quantitative Kosten-Nutzen-Analyse und Wirkungsabschätzung zu untermauern.
  - Die Vermeidung der Doppelbelastung von EU-EHS-pflichtigen Anlagen muss durch ein geeignetes „ex-ante“-System zweifelsfrei und umfänglich gewährleistet werden.
  - Eine signifikante Verringerung des Verwaltungsaufwandes könnte dadurch erreicht werden, dass für Verpflichtete, die einem vereinfachten Überwachungsplan unterliegen, Erleichterungen bei der Berichterstattung und Verifizierung vorgesehen werden.<sup>2</sup> Hierbei ist zu berücksichtigen, dass es bei einer rollierenden Abrechnung (z. B. im Erdgasvertrieb) für eine stichtagsbezogene Ermittlung von Brennstoffmengen geeigneter vereinfachter Verfahren bedarf.
  - Für nicht vom EU-Emissionshandel erfasste KWK-Anlagen muss im Gesetzesentwurf eine Möglichkeit des Ausgleichs indirekter Belastungen vorgesehen werden, um energieeffizienz- und klimapolitischen Fehlanreize für hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung entgegenzuwirken.

---

<sup>2</sup> Der für die Branche in der Gesetzesbegründung konstatierte immense zusätzliche Aufwand in Höhe von 31 Mio. Euro ist praktisch zehn Mal so hoch wie der für die Verwaltung abgeschätzte Zusatzaufwand. Dies steht in kompletten Gegensatz zu dem von der Politik propagierten Ziel der Bürokratiekostenentlastung, welches für kleine und mittlere Unternehmen insbesondere auch durch das derzeit diskutierte „Dritte Gesetz zur Entlastung insbesondere der mittelständischen Wirtschaft von Bürokratie“ (BEG III) erreicht werden soll.

- Gasförmige biogene Brennstoffe, Bio-LNG und erneuerbare synthetische Gase sowie jegliche Art von Wasserstoff müssen – analog fester Biobrennstoffe – grundsätzlich von Beginn an vom Anwendungsbereich der CO<sub>2</sub>-Bepreisung ausgenommen werden, um ungerechtfertigten Verwaltungsaufwand zu vermeiden.
- Es muss unbedingt sichergestellt bleiben, dass der Brennstoffemissionshandel nicht unter die Finanzmarktregulierung fällt.
- Die Gesetzesbegründung sollte um verlässliche Angaben zur erwarteten Minderungswirkung des nEHS, zu den erwarteten Erlösen aus dem Verkauf von Emissionszertifikaten und den Kosten für den Bundeshaushalt für den Ankauf von Emissionszuweisungen anderer Mitgliedstaaten ergänzt werden.

## Änderungsvorschläge des BDEW im Einzelnen

### 1. Inkonsistenz mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)

Die Emissionsobergrenzen für den Brennstoffemissionshandel sollen sich gemäß § 4 BEHG auf Grundlage der jährlichen Emissionszuweisungen nach europäischer Klimaschutzverordnung und dem historischen Anteil an den nicht vom EU-Emissionshandel erfassten Brennstoffemissionen berechnen. Ein solches Vorgehen ist nicht zwingend konsistent mit den unterschiedlichen Sektorzielen und Lastverteilungen des Klimaschutzplans 2050 und den daraus abgeleiteten zulässigen Jahresemissionsmengen nach Anlage 2 KSG.

Die Sektoren in der Abgrenzung des Bundes-Klimaschutzgesetzes umfassen – bis auf den Sektor Abfallwirtschaft/Sonstige – jeweils erhebliche Anteile an CO<sub>2</sub>-Emissionen in unterschiedlicher Ausprägung, die künftig unter den Brennstoffemissionshandel fallen.

Darüber hinaus enthält der Gesetzesentwurf keine Angaben zum erwarteten Minderungsbeitrag des Brennstoffemissionshandels zu den nationalen Klimaschutzzielen nach § 3 KSG. Aus Sicht des BDEW sollte die Einstiegshöhe des CO<sub>2</sub>-Preises so gewählt werden, dass eine ausreichende Lenkungswirkung für den erwarteten Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele ausgelöst wird. Gleichzeitig zu einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Nicht-EHS Bereich bedarf es für eine bessere Lenkungswirkung einer Senkung der Belastung des Strompreises, die sowohl Klimaschutzmaßnahmen und Innovationen anreizt, als auch einen sozialen Ausgleich schafft.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> Die von der Bundesregierung beschlossene Senkung der EEG-Umlage erfolgt zu zaghaft. Aus Sicht des BDEW sollte die Entlastung der Haushaltskunden über die Absenkung der Stromsteuer auf das europarechtliche Minimum erreicht werden. Dies würde zu einer deutlichen Entlastung führen und den beihilferechtlichen Status des EEG (keine Beihilfe) nicht gefährden. Auch eine Senkung der EEG-Umlage durch Haushaltsfinanzierung der besonderen Ausgleichsregelung wäre aus beihilferechtlicher Sicht deutlich unproblematischer.

Dies gilt vorbehaltlich einer Lösung für die reibungslose Weitergabe der CO<sub>2</sub>-Bepreisung vom verantwortlichen Lieferanten an den Endkunden sowohl in der Einführungsphase als auch bei allfälligen Anpassungen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung.<sup>4</sup> Die Belastung des Endverbrauchers muss sichergestellt sein, um die klimapolitisch gewünschte Lenkungswirkung zu erzielen.

Darüber hinaus ist unklar, ob und wie weit eine Wechselwirkung aus Berichterstattung, Festpreisen, Preiskorridoren und Mengensteuerung des geplanten Brennstoffemissionshandels mit den Mechanismen zur Anpassung von Jahresemissionsmengen nach § 4 KSG und zum Datenmonitoring nach § 5 KSG sowie zur Erstellung von Sofortprogrammen nach § 8 KSG und Klimaschutzprogrammen nach § 9 KSG besteht.

Auch beim vorgesehenen Zukauf von Zertifikaten nach der EU-Klimaschutzverordnung (§ 5 BEHG) ist nicht spezifiziert, wie dies zu den vorgesehenen Flexibilitäten und Regelungen von § 7 KSG korrespondiert.

Aus Sicht des BDEW ist die Funktionstüchtigkeit und Vorhersehbarkeit des neuen Instrumentes zwingend sicherzustellen, um Planungs- und Investitionssicherheit für die direkt und indirekt betroffenen Unternehmen zu gewährleisten:

- Der BDEW begrüßt, dass für die Dauer des Festpreissystems dem Entwurf zufolge eine Änderung des Preispfads nur durch Änderung des BEHG vorgenommen werden kann. Die Preispfade im vorliegenden Gesetzesentwurf sollten von vornherein angemessen und verlässlich gesetzt werden, um den gewünschten Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele zu erzielen und Planungs- und Investitionssicherheit für die direkt und indirekt Betroffenen zu unterstützen.
- Eine kurzfristige unterjährig Änderung von Festpreisen im Rahmen eines Sofortprogrammes nach § 8 KSG ist abzulehnen. Eine entsprechende Anpassung ist im Rahmen eines strukturellen und übergreifenden Klimaschutzprogrammes nach § 9 KSG mit entsprechend langer Vorlaufzeit von mindestens einem, besser noch zwei Kalenderjahren vorstellbar. Es muss jedenfalls sichergestellt werden, dass den Verpflichteten bei Brennstoff-Lieferverträgen grundsätzlich eine Anpassung oder Umlage innerhalb des Vertragszeitraums möglich ist, um die klimapolitisch gewünschte Weiterbelastung sicherzustellen. Dies muss sowohl für bestehende als auch neu abzuschließende Lieferverträge gelten.
- Für die Dauer des Festpreissystems ist das Schlüsselinstrument zur Zielerreichung die gemäß § 5 BEHG vorgesehene Nutzung der Flexibilisierungsinstrumente der Europäischen Klimaschutzverordnung. Die von der Bundesregierung ggf. zugekauften Emissionszuweisungen können zur Erfüllung der Vorgaben der Europäischen Klimaschutzverordnung herangezogen werden. Über die Erfüllung der Abgabeverpflichtung im Rahmen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung hinaus ist im Rahmen des Festpreissystems keine

---

<sup>4</sup> In diesem Zusammenhang sollte der folgende im Referentenentwurf (S. 31 – 32) noch in der Gesetzesbegründung enthaltene Passus wiederhergestellt werden: *„Diese Kosten können vollständig an die Verbraucher weitergegeben werden, da diese keine Option haben, Brennstoffe ohne Preisaufschlag zu erwerben. Folglich tragen die Verbraucher die höheren Kosten.“*

Doppelbelastung durch Übertragung der „Emissionsminderungsschuld“ wie in § 4 Abs. 3 KSG vorgesehen in die Folgejahre erforderlich. Deshalb sind bei der Prüfung der Zielerreichung nach § 4 KSG im Rahmen des Festpreissystems angekaufte Emissionszuweisungen anderer Mitgliedstaaten bei der Bewertung der sektoralen Zielerreichung zwingend anteilig zu berücksichtigen.

Für das ab 2026 sukzessive vorgesehene Mengensteuerungssystem sind Kosteneffizienz, Vorhersehbarkeit und Verlässlichkeit unabdingbar, um verlässliche Preissignale am Markt zu bilden und kosteneffiziente Investitionen in treibhausgasarme Technologien anzureizen. Auch im Rahmen des Mengensteuerungssystems sind deshalb überstürzte Eingriffe in den Markt zu vermeiden:

- Der in § 23 angesprochene Erfahrungsbericht sollte eine integrierte Betrachtung von akzeptabler Belastung der Brennstoffnutzer (Preiskorridor), Beitrag anderer Klimaschutz- und Entlastungsmaßnahmen sowie Erwartungshaltung an den Minderungsbeitrag des nEHS zur nationalen Zielerreichung umfassen.
- Etwaige Entscheidungen zur Fortführung oder Anpassung des Preiskorridors sind mit ausreichender Vorlaufzeit ex-ante festzulegen.
- Die Pflichten für die Bundesregierung, nach § 23 bis zum 30. November 2024 einen Erfahrungsbericht hinsichtlich einer Fortführung des Preiskorridors und ggf. im Jahr 2025 geplante Vorschläge für die rechtliche Umsetzung vorzulegen, sollten um ein Jahr nach vorne verlegt werden, um dem Markt ausreichend Vorlaufzeit zu gewähren.

### Änderungsvorschlag zu § 5 (Flexibilisierungsinstrumente nach der EU-Klimaschutzverordnung)

Gesetzesentwurf vom 23. Oktober 2019	Änderungsvorschlag des BDEW
<p>(1) Soweit während der Einführungsphase nach § 10 Absatz 2 Satz 1 und 2 und für die Dauer der Anwendung eines Preiskorridors die jährliche Emissionsmenge nach § 4 Absatz 1 und 3 für ein Kalenderjahr innerhalb der Handelsperiode überschritten wird und die Jahresmengen der EU-Klimaschutzverordnung nicht eingehalten werden, wird der darüber hinausgehende Bedarf an Emissionszertifikaten durch Nutzung von Flexibilisierungsmöglichkeiten nach der EU-Klimaschutzverordnung, einschließlich des Zukaufs einer entsprechenden Menge an Emissionszuweisungen aus anderen Mitgliedstaaten, gedeckt.</p>	<p>(1) Soweit während der Einführungsphase nach § 10 Absatz 2 Satz 1 und 2 und für die Dauer der Anwendung eines Preiskorridors die jährliche Emissionsmenge nach § 4 Absatz 1 und 3 für ein Kalenderjahr innerhalb der Handelsperiode <b>durch die nach § 8 durch die Verantwortlichen insgesamt abzugebende Menge</b> überschritten wird und die Jahresmengen der EU-Klimaschutzverordnung nicht eingehalten werden, <b>richtet sich die Erfüllung der Abgabepflicht nach der EU-Klimaschutzverordnung nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz. wird der darüber hinausgehende Bedarf an Emissionszertifikaten durch Nutzung von Flexibilisierungsmöglichkeiten nach der EU-Klimaschutzverordnung,</b></p>

<p>(2) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf, Einzelheiten zur Berechnung des zusätzlichen Bedarfs nach Absatz 1 zu regeln, insbesondere zur Berücksichtigung</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. der Anrechnung möglicher Überschüsse an Emissionszuweisungen durch Minderungen in anderen Sektoren,</li> <li>2. der Menge der ausgegebenen, aber nicht abgegebenen Emissionszertifikate in einem Jahr und</li> <li>3. der tatsächlichen Schnittmenge, die sich nach § 4 Absatz 3 ergibt.</li> </ol>	<p><del>einschließlich des Zukaufs einer entsprechenden Menge an Emissionszuweisungen aus anderen Mitgliedstaaten, gedeckt.</del></p> <p><del>(2) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf, Einzelheiten zur Berechnung des zusätzlichen Bedarfs nach Absatz 1 zu regeln, insbesondere zur Berücksichtigung</del></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><del>1. der Anrechnung möglicher Überschüsse an Emissionszuweisungen durch Minderungen in anderen Sektoren,</del></li> <li><del>2. der Menge der ausgegebenen, aber nicht abgegebenen Emissionszertifikate in einem Jahr und</del></li> <li><del>3. der tatsächlichen Schnittmenge, die sich nach § 4 Absatz 3 ergibt.</del></li> </ol>
<p style="text-align: center;"><u>Begründung:</u></p> <p>Um erhebliche drohende Rechtsunsicherheiten zu vermeiden, ist das Verhältnis des BEHG zum KSG-Entwurf zu klären.</p> <p>Auch beim vorgesehenen Zukauf von Zertifikaten nach der EU-Klimaschutzverordnung (§ 5 BEHG) ist nicht spezifiziert, wie dies mit den vorgesehenen Flexibilitäten und Verpflichtungen nach § 7 des Bundes-Klimaschutzgesetz korrespondiert. Der BEHG-Entwurf sieht vor, dass bei Überschreiten der Jahresemissionsmengen für den nEHS und gleichzeitiger Nichteinhaltung der Jahresmengen der EU-Klimaschutzverordnung, der darüber hinausgehende Bedarf an Emissionszertifikaten durch Nutzung von Flexibilisierungsmöglichkeiten nach der EU-Klimaschutzverordnung, einschließlich des Zukaufs einer entsprechenden Menge an Emissionszuweisungen aus anderen Mitgliedstaaten, gedeckt werden soll. Entsprechende Regelungen sind aber bereits im Gesetzesentwurf des Bundes-KSG enthalten.</p> <p>Es ist ferner im Bundes-KSG klarzustellen, ob und auf welche Weise nach § 5 BEHG zusätzlich angekaufte Emissionszuweisungen auf die Erfüllungspflichten nach § 7 KSG und zulässigen Jahresemissionsmengen nach Anlage 2 des KSG angerechnet werden sollen.</p>	

## **2. Verhältnis zum EU-Emissionshandel klären**

Im vorliegenden Gesetzesentwurf sollen wesentliche Aspekte des nEHS in zahlreiche Rechtsverordnungen ohne Beteiligung von Bundestag und Bundesrat ausgelagert werden. Dies betrifft beispielsweise die Beziehung und die Wechselwirkungen zwischen nEHS und EU-Emissionshandel, was zentrale Fragen wie die Vermeidung von Doppelbelastungen, aber auch wichtige Details wie das mögliche unterjährige Übertreten einer Anlage von einem in den anderen Anwendungsbereich oder den Umgang mit zwischenjährlichen Veränderungen im Brennstofflagerbestand und der Bevorratung betrifft. Insbesondere zum Thema Doppelbelastung muss zwingend eine Konkretisierung im Rahmen der Gesetzesgrundlage erfolgen, und nicht erst auf Verordnungsebene. Dies ist insbesondere dann geboten, wenn zusätzliche Auskunftspflicht und Informationspflichten für EU-EHS-pflichtige Anlagenbetreiber zur Vermeidung von Doppelbelastung vorgesehen werden müssen.

Zwar soll das Gesetz nur für solche Emissionen gelten, die nicht vom EU-Emissionshandel erfasst sind. Unmittelbar ausgenommen sollen aber nur solche Brennstoffe sein, die in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzt werden und direkt vom Abgabeschuldner an diese geliefert worden sind (§ 7 Abs. 5). In allen anderen Fällen – namentlich solchen, in denen keine Direktlieferung stattgefunden hat – kommt es zunächst zur Doppelbelastung, für die nachlaufend eine finanzielle Kompensation beansprucht werden kann (§ 11 Abs. 2). Weder die beschriebene Ausnahme noch die Kompensation sind unmittelbar im Gesetz geregelt; das ist beides dem Ordnungsgeber vorbehalten. Bei einer Kompensation besteht ferner die Gefahr, einen Beihilfetatbestand nach EU-Recht zu schaffen, der wiederum aufwendig mit der EU-Kommission verhandelt und freigegeben werden müsste.

Der von der Bundesregierung gewählte Ansatz ist aus zweierlei Gründen problematisch:

- Zum einen besteht für die EU-EHS-pflichtige Anlage keine gesicherte Gewährleistung, dass es zu einer vollständigen Entlastung von der Doppelbesteuerung bekommt.
- Zum anderen kann es den Brennstofflieferanten nicht zugemutet werden, bei der Brennstoffpreiskalkulation in Vorleistung zu treten und die nachfolgenden Risiken im Hinblick auf mögliche überschießende Entlastungen oder zusätzliche „Last-Minute-Abgabepflichten“ und Insolvenzrisiken beim Endkunden zu tragen.

Darüber hinaus ist das von der Bundesregierung vorgeschlagene System problematisch im Hinblick auf die stoffliche Verwendung von Brennstoffen und Treibhausgasen innerhalb der Grenzen einer Anlage und die mögliche Anwendung von Techniken zur Abscheidung und Speicherung oder Weiterleitung von CO<sub>2</sub>. Dem Brennstofflieferanten liegen naturgemäß hierzu keine Informationen vor, dem Anlagenbetreiber schon.

Die im Änderungsvorschlag des BDEW aufgeworfenen zentralen Fragestellungen müssen im Rahmen des Gesetzes und nicht auf dem Verordnungsweg geklärt werden, insbesondere auch weil Änderungen bei Abgabe-, Auskunft- und Informationspflichten in der Regel einer gesetzlichen Grundlage bedürfen. Die nähere Ausgestaltung der sich dann ergebenden Pflichten kann im Rahmen der vorgesehenen Rechtsverordnung erfolgen.

## Änderungsvorschlag zur Vermeidung von Doppelbelastung

Als Alternative zur vorgeschlagenen alleinigen Verpflichtung der Inverkehrbringer und Lieferanten von Brenn- und Kraftstoffen sollte eine Erweiterung des Verpflichtetenkreises um bestimmte Anlagen nach dem EU-Emissionshandel geprüft werden. Ein solches System könnte aus folgenden Elementen bestehen:

- Die Inverkehrbringer oder Lieferanten der Heiz- und Kraftstoffe werden von der Abgabepflicht für Lieferungen von Heiz- und Kraftstoffen an die nachweislich EU-EHS-pflichtigen Betreiber im Voraus („ex-ante“) befreit.
- Der Verpflichtetenkreis wird um EU-EHS-pflichtige Anlagenbetreiber erweitert, die Brenn- oder Kraftstoffe oder daraus hergestellte kohlenstoffhaltige Restgase oder Reststoffe anlagenüberschreitend an nicht-EU-EHS-pflichtige Anlagen weiterleiten.
- Die zuständige Behörde veröffentlicht jährlich im Sommer die Liste der EU-EHS-pflichtigen Anlagen nebst Informationen zu den verantwortlichen Anlagenbetreibern.
- Die EU-EHS-pflichtigen Anlagen überarbeiten erforderlichenfalls in Abstimmung mit der zuständigen Behörde den Überwachungsplan nach § 6 TEHG im Hinblick auf die Übergabepunkte der bezogenen Brennstoffe und die Weiterleitung von Brennstoffen oder daraus hergestellten kohlenstoffhaltigen Zwischenprodukten (Restgase, Reststoffe), die an nicht-EU-EHS-pflichtige Anlagen weitergeleitet werden. Die Übergabepunkte im Überwachungsplan nach TEHG des Anlagenbetreibers müssen mit dem Übergabepunkten nach BEHG des Brennstofflieferanten übereinstimmen. Die Überwachung und Berichterstattung kann auf den bestehenden Anforderungen des TEHG und der Zuteilungsverordnung (ZuV) sowie den Erfahrungen der Betreiber zur Überwachung und Berichterstattung über den Austausch messbarer Wärme, Restgase und Treibhausgase zwischen Zuteilungselementen und anlagenüberschreitender Lieferungen aufbauen.
- Die EU-EHS-pflichtigen Anlagen werden der Abgabepflicht unter dem BEHG analog einem Inverkehrbringer für die weitergeleiteten Brennstoffe, Restgase, Reststoffe oder Treibhausgase an nicht-EU-EHS-pflichtige Anlagen unterworfen, soweit für die Emissionen aus der Verwendung dieser Stoffe und Gase nicht bereits eine Abgabepflicht unter dem TEHG besteht.

### Begründung:

Der Bundestag sollte das BEHG nicht verabschieden bevor das Verhältnis und die Wechselwirkungen mit dem EU-Emissionshandel zweifelsfrei geklärt sind. Diese zentralen Fragestellungen müssen im Rahmen des Gesetzes und nicht auf dem Verordnungsweg geklärt werden, insbesondere auch weil Änderungen bei Abgabe-, Auskunfts- und Informationspflichten in der Regel einer gesetzlichen Grundlage bedürfen.

Aus Sicht des BDEW bedarf insbesondere die notwendige Vermeidung der Doppelbelastung EU-EHS-pflichtiger Anlagen einer klaren gesetzlichen Grundlage. Der einhergehende Verwaltungsaufwand und die mit der Be- und Entlastung verbundenen Risiken müssen angemessen zwischen den verpflichteten Inverkehrbringern und den zu entlastenden EU-EHS-Anlagenbetreibern verteilt werden.

### Änderungsvorschlag zu § 7 Abs. 5 (Doppelbelastung)

Gesetzesentwurf vom 23. Oktober 2019	Änderungsvorschlag des BDEW
<p>(5) Doppelbelastungen infolge des Einsatzes von Brennstoffen in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage sind zu vermeiden. Die Bundesregierung wird bis zum <b>31. Dezember 2020</b> durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf, Anforderungen und Verfahren festlegen, wie der Verantwortliche insbesondere im Falle einer Direktlieferung von Brennstoffen an ein Unternehmen und deren Einsatzes in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eine entsprechende Menge an Brennstoffemissionen von den nach Absatz 1 zu berichtenden Brennstoffemissionen abziehen kann, soweit durch den Emissionsbericht nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes der Einsatz dieser Brennstoffe nachgewiesen ist.</p>	<p>(5) Doppelbelastungen infolge des Einsatzes von Brennstoffen in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage sind zu vermeiden. Die Bundesregierung wird <b>nach Anhörung der beteiligten Kreise</b> bis zum <b>31. August Dezember 2020</b> durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf, Anforderungen und Verfahren festlegen, wie der Verantwortliche insbesondere im Falle einer Direktlieferung von Brennstoffen an ein Unternehmen und deren Einsatzes in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eine entsprechende Menge an Brennstoffemissionen von den nach Absatz 1 zu berichtenden Brennstoffemissionen abziehen kann, soweit durch den Emissionsbericht nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes der Einsatz dieser Brennstoffe nachgewiesen ist.</p>
<p style="text-align: center;"><u>Begründung:</u></p> <p>Für die verantwortlichen Unternehmen der Energiewirtschaft ist entscheidend, dass relevante Regelungen und Änderungen im Hinblick auf preisbeeinflussende Faktoren in Synchronisation mit den Anpassungsfristen sonstiger bestehender staatlich induzierter Preisbestandteile erfolgt. Die Frist nach § 7 Absatz 5 muss angepasst werden.</p> <p><b>Weitere Fristen für die übrigen Rechtsverordnungen nach §§ 4, 6, 7 Abs. 4 und 11 müssen entsprechend ergänzt werden. Die Verordnungen müssen bis spätestens Ende August 2020 vorliegen.</b></p>	

### 3. Klärung der verfügbaren Zertifikatemengen

#### Änderungsvorschlag zu § 4 (Jährliche Emissionsmengen)

Gesetzesentwurf vom 23. Oktober 2019	Änderungsvorschlag des BDEW
<i>Regelung fehlt im BEHG.</i>	<i>Ergänzung eines § 4 Absatz 6:</i> <b>Die nach den Absätzen 1 und 3 festgelegte jährliche Emissionsmenge erhöht sich in der Einführungsphase um die Menge an Emissionszertifikaten, die nach § 10 Absatz 2 über die festgelegte Menge hinaus verkauft werden.</b>
<u>Begründung:</u>	
Der Gesetzesentwurf enthält sowohl in § 5 als auch in § 10 Abs. 1 Satz 1 Hinweise darauf, dass im Rahmen des Festpreissystems Überschreitungen der Emissionsmenge nach § 4 Absatz 1 und 3 (d. h. Überschreitungen des „Cap“) möglich sein sollen. Eine ausdrückliche Berechtigung der zuständigen Behörde tatsächlich im Rahmen der Anwendung der Festpreise und des Preiskorridors Zertifikate über das festgelegte Cap hinaus zu veräußern, fehlt jedoch. Eine solche ausdrückliche Regelung muss jedoch zur Vermeidung von Rechtsunsicherheiten unbedingt aufgenommen werden.	

### 4. Aufwand für Verpflichtete minimieren

Der vorgesehene nEHS adressiert im Gasbereich die Lieferanten an Endkunden als Verpflichtete. Insbesondere mit Blick auf die hohe Anzahl von kleinen und mittleren Unternehmen, die hiervon betroffen wären, sollten weitere Maßnahmen zur Vereinfachung und zur Minimierung des bürokratischen Aufwands geprüft werden, bevor ein Gesetz verabschiedet wird. Insbesondere sollten Unternehmen, deren Emissionen über einen vereinfachten Überwachungsplan nach § 6 überwacht werden, von der Pflicht der Verifizierung des Emissionsberichtes nach § 7 Abs. 3 freigestellt werden, soweit die Angaben zum Inverkehrbringen von Brennstoffen im Rahmen der Energiebesteuerung unter Beachtung von § 14 Abs. 4 bereits vorliegen und im übrigen Standardemissionsfaktoren verwendet werden.

Außerdem sollte berücksichtigt werden, dass es bei einer rollierenden Abrechnung, z. B. im Erdgasvertrieb, für eine stichtagsbezogene Ermittlung von Brennstoffmengen geeigneter vereinfachter Verfahren bedarf.

### Änderungsvorschlag zu § 7 Abs. 3 (Bericht über Brennstoffemissionen)

Gesetzesentwurf vom 23. Oktober 2019	Änderungsvorschlag des BDEW
<p>(3) Die Angaben im Emissionsbericht nach Absatz 1 müssen von einer Prüfstelle nach § 15 verifiziert worden sein.</p>	<p>(3) Die Angaben im Emissionsbericht nach Absatz 1 müssen von einer Prüfstelle nach § 15 verifiziert worden sein, <b>soweit im Bericht von der Verwendung von Standardemissionsfaktoren abgesehen wurde oder wenn Abweichungen zu den angegebenen Brennstoffmengen gegenüber den im Rahmen des Besteuerungsverfahrens nach dem Energiesteuergesetz gemachten Angaben der Verantwortlichen bestehen und diese Daten und Angaben für die Prüfung der Emissionsberichterstattung dieser Verantwortlichen von Bedeutung sind.</b></p> <p><b>Eine gesonderte Verifizierung ist nicht erforderlich für Daten und Angaben, soweit diese aus einem bereits verifizierten Emissionsbericht nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes für das identische Berichtsjahr entnommen werden.</b></p>
<p style="text-align: center;"><u>Begründung:</u></p> <p>Die in § 7 Abs. 3 vorgesehene Pflicht zur Verifizierung sollte auf bestimmte notwendige Fälle beschränkt werden. Der vorgesehene nEHS adressiert im Gasbereich die Lieferanten an Endkunden als Verpflichtete. Insbesondere mit Blick auf die hohe Anzahl von kleinen und mittleren Unternehmen, die hiervon betroffen wären, sollten weitere Maßnahmen zur Vereinfachung und zur Minimierung des bürokratischen Aufwands geprüft werden, bevor ein Gesetz verabschiedet wird.</p>	

**Änderungsvorschlag zu § 7 Abs. 4 (Bericht über Brennstoffemissionen)**

Gesetzesentwurf vom 23. Oktober 2019	Änderungsvorschlag des BDEW
<p>(4) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf, die Anforderungen an die Ermittlung der Brennstoffemissionen und die Berichterstattung zu regeln, insbesondere kann sie:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Vorgaben an die Emissionsermittlung, die Berichterstattung und die Verifizierung machen,</li> <li>2. Standardwerte für Emissionsfaktoren von Brennstoffen festlegen,</li> <li>3. Erleichterungen für die Berichterstattung und für die Verifizierung bei ausschließlicher Ermittlung und Berichterstattung nach Standardemissionsfaktoren vorsehen.</li> <li>4. für die ersten beiden Berichtsjahre anordnen, dass die Ermittlung der Brennstoffemissionen ausschließlich unter Anwendung der Standardemissionsfaktoren vorgenommen wird;</li> </ol>	<p>(4) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf, <b>bis zum 31. August 2020</b> die Anforderungen an die Ermittlung der Brennstoffemissionen und die Berichterstattung zu regeln, insbesondere kann sie:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Vorgaben an die Emissionsermittlung, die Berichterstattung und die Verifizierung machen,</li> <li>2. Standardwerte für Emissionsfaktoren von Brennstoffen <b>auf Grundlage der internationalen Treibhausgas-Berichterstattung und Erfahrungen im EU-Emissionshandel</b> festlegen,</li> <li>3. Erleichterungen für die Berichterstattung und für die Verifizierung bei ausschließlicher Ermittlung und Berichterstattung nach Standardemissionsfaktoren vorsehen.</li> <li>4. für die ersten beiden Berichtsjahre <b>Erleichterungen für die Berichterstattung und für die Verifizierung vorsehen sowie</b> anordnen, dass die Ermittlung der Brennstoffemissionen ausschließlich unter Anwendung der Standardemissionsfaktoren vorgenommen wird;</li> </ol>
<p style="text-align: center;"><u>Begründung:</u></p> <p>Im Rahmen der Verordnungsermächtigung sollte der späteste Zeitpunkt für die Vorlage der Verordnung festgelegt werden. Darüber hinaus sollte klargestellt werden, dass die Ableitung von Standardemissionsfaktoren sich nach den üblichen Standards der internationalen Treibhausgasberichterstattung richtet und mögliche Erfahrungen aus dem EU-Emissionshandel berücksichtigt.</p>	

### Änderungsvorschlag zu § 10 Abs. 2 Satz 2 (Veräußerung von Zertifikaten)

Gesetzesentwurf vom 23. Oktober 2019	Änderungsvorschlag des BDEW
(2) ... Verantwortliche können <b>bis zu zehn Prozent der</b> in einem der Jahre 2021 bis 2025 erworbenen Emissionszertifikate bis zum <b>28. Februar</b> des jeweiligen Folgejahres zur Erfüllung der Abgabepflicht nach § 8 für das Vorjahr zu dem für dieses Jahr festgelegten Festpreis erwerben. ...	(2) ... Verantwortliche können <del>bis zu zehn Prozent der</del> <b>die</b> in einem der Jahre 2021 bis 2025 erworbenen Emissionszertifikate bis zum <b>31. August</b> des jeweiligen Folgejahres zur Erfüllung der Abgabepflicht nach § 8 für das Vorjahr zu dem für dieses Jahr festgelegten Festpreis erwerben. ...
<u>Begründung:</u>	
Die Abgabepflicht nach § 8 endet am 31. August. Bis zu diesem Zeitpunkt muss eine Nachbeschaffung zur Erfüllung der Abgabepflicht des Vorjahres zum Festpreis des Vorjahres möglich bleiben. Nicht beeinflussbare witterungs- und konjunkturbedingte Schwankungen können zu Änderungen beim Brennstoffabsatz um mehr als 10 Prozent führen.	

### 5. Hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung entlasten

Für nicht vom EU-Emissionshandel erfasste dezentrale KWK-Anlagen, die unter dem KWK-Gesetz gefördert werden, muss im Gesetzesentwurf eine Möglichkeit des Ausgleichs indirekter Belastungen vorgesehen werden, um energieeffizienz- und klimapolitischen Fehlanreizen entgegenzuwirken.

### Änderungsvorschlag zu § 11 Absatz 3 (Ausgleich indirekter Belastungen)

Gesetzesentwurf vom 23. Oktober 2019	Änderungsvorschlag des BDEW
(3) Die Bundesregierung wird ermächtigt, für die Zeit ab dem <b>1. Januar 2022</b> durch Rechtsverordnung, die <b>nicht</b> der Zustimmung des Bundesrates bedarf, die erforderlichen Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon-Leakage und zum Erhalt der EU-weiten und internationalen Wettbewerbsfähigkeit betroffener Unternehmen zu regeln. Die Maßnahmen sollen vorrangig durch finanzielle Unterstützung für klimafreundliche Investitionen erfolgen.	(3) Die Bundesregierung wird ermächtigt, für die Zeit ab dem <b>1. Januar 2021</b> durch Rechtsverordnung, die <del>nicht</del> der Zustimmung des Bundesrates bedarf, die erforderlichen Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon-Leakage und zum Erhalt der <b>intra-sektoralen</b> , EU-weiten und internationalen Wettbewerbsfähigkeit betroffener Unternehmen <b>sowie zur finanziellen Entlastung hocheffizienter KWK-Anlagen</b> zu regeln. Die Maßnahmen sollen vorrangig durch finanzielle Unterstützung für klimafreundliche Investitionen erfolgen. <b>Beim Ausgleich indirekter Belastungen für KWK-Anlagen berücksichtigt die Bundesregierung die Regelungen des KWK-Gesetzes in seiner jeweils geltenden Fassung.</b>

Begründung:

Der Ausgleich indirekter Belastung sollte bereits mit dem Beginn des Brennstoffemissionshandelssystem vorgesehen werden können. Aufgrund der möglichen unterschiedlichen Betroffenheiten der Bundesländer und zu beachtender struktureller Effekte und Beschäftigungseffekte sollte eine Einbindung des Bundesrates vorgesehen werden.

Neben einer Verringerung von sektoralen Verlagerungseffekten (Carbon-Leakage) sind auch die möglichen Fehlanreize der Brennstoffbepreisung auf den Erhalt und den Ausbau hocheffizienter dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung zu beachten. Eine entsprechende Entlastung sollte entweder im Rahmen der geplanten Rechtsverordnung oder bei den anstehenden Änderungen und Aktualisierungen des KWK-Gesetzes vorgesehen werden.

## **6. Anwendungsbereich klären**

Gasförmige biogene Brennstoffe müssen – analog fester Biobrennstoffe – von vornherein vom Anwendungsbereich des Gesetzes ausgenommen werden. Wasserstoff sollte ebenfalls unabhängig von der Herkunft vom Anwendungsbereich ausgenommen werden, da bei der Verbrennung keine zu bepreisenden CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen. Auch verflüssigtes Biomechan aus Biogas oder Erneuerbaren Energien nicht-biogenen Ursprungs (Bio-LNG), das aufbereitet in das Erdgasnetz eingespeist werden kann, sollte in analoger Weise ausgenommen werden, unabhängig davon ob vor der Verflüssigung tatsächlich eine Einspeisung in das Erdgasnetz erfolgt.

Der Gesetzesentwurf sieht vor, lediglich feste biogene Brennstoffe (Holz, Pellets) aus dem Anwendungsbereich auszunehmen. Gasförmige und flüssige biogene Brennstoffe werden jedoch nach § 2 Absatz 1 in Verbindung mit Anlage 1 als Untergruppen der genannten Positionen in den Anwendungsbereich einbezogen. Es ist zwar davon auszugehen, dass für viele biogene Brennstoffe sowie Wasserstoff in der nach § 7 Abs. 4 Nr. 2 vorgesehenen Rechtsverordnung ein verbrennungsbedingter CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von null festgelegt werden wird und daher eine Abgabepflicht von Zertifikaten nicht entstehen wird. Dennoch werden diese Stoffe umfassend von den Berichtspflichten nach § 7 erfasst. Für viele der betroffenen Unternehmen ergibt sich daher ein hoher Aufwand, ohne dass dieser einen Nutzen für den Klimaschutz nach sich zieht.

Darüber hinaus ist zu klären, wie mit der stofflichen Nutzung von CO<sub>2</sub> aus einem dem nEHS unterliegenden Brennstoff (z. B. bei der Herstellung eines synthetischen Gases) umgegangen werden soll.

Nach Anlage 1 sind für die Dauer der Einführungsphase (2021 – 2022) Kohlenbrennstoffe von der CO<sub>2</sub>-Bepreisung ausgenommen. Die Gesetzesbegründung enthält hierzu keine Ausführungen. Aus Sicht des BDEW ist eine Ausnahme für die Einführungsphase nicht erforderlich, wenn den Vorschlägen des Verbandes hinsichtlich der deutlichen Verringerung von Verwaltungsaufwand gefolgt (siehe Vorschläge zu §§ 7 und 10), die Vermeidung der Doppelbelastung von EU-EHS-Anlagen zweifelsfrei geklärt (siehe Kapitel 2) und der Ausgleich indirekter Belastungen schon ab dem 1. Januar 2021 angewendet wird (siehe Vorschlag zu § 11).

### Änderungsvorschlag zu § 3 (Begriffsbestimmungen)

Gesetzesentwurf vom 23. Oktober 2019	Änderungsvorschlag des BDEW
<i>Regelung fehlt im BEHG.</i>	<i>Ergänzung einer Nr. 11 in § 3:</i>  <b>11. Biogas:</b>  <b>Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) stammen;</b>
<u>Begründung:</u>	
In den Gesetzesentwurf sollte eine weit gefasste Begriffsbestimmung von Biogas in Anlehnung an § 3 Nr. 10 c EnWG aufgenommen werden.	

### Änderungsvorschlag zu Anlage 1 (Brennstoffe)

Gesetzesentwurf vom 23. Oktober 2019	Änderungsvorschlag des BDEW
Brennstoffe im Sinne dieses Gesetzes sind:  1. Waren der Positionen 1507 bis 1518 der Kombinierten Nomenklatur, die dazu bestimmt sind, als Kraft- oder Heizstoff verwendet zu werden,  2. Waren der Positionen 2701, 2702 und 2704 bis 2715 der Kombinierten Nomenklatur, ...	Brennstoffe im Sinne dieses Gesetzes sind:  1. Waren der Positionen 1507 bis 1518 der Kombinierten Nomenklatur, die dazu bestimmt sind, als Kraft- oder Heizstoff verwendet zu werden,  2. Waren der Positionen 2701, 2702 und 2704 bis 2715 der Kombinierten Nomenklatur, <b>ohne Biogas</b> , ...
<u>Begründung:</u>	
Der Anwendungsbereich nach Anlage 1 sollte analog Anlage 2 im Hinblick auf gasförmige Biokraft- und Bioheizstoffe eine entsprechende Ausnahme für Biogas im Sinne von § 3 Nr. 10c EnWG enthalten, um ungerechtfertigten Verwaltungsaufwand für gasförmige Biokraft- und Bioheizstoffe zu vermeiden. Eine vergleichbare Ausnahme ist in Anlage 1 bereits für Waren der Positionen 4401 und 4402 der Kombinierten Nomenklatur (feste Biobrennstoffe) vorgesehen.	

## **7. Fragen des Zertifikatehandels und der Finanzmarktregulierung klären**

Es muss unbedingt sichergestellt werden, dass wie in der Gesetzesbegründung dargestellt, der Brennstoffemissionshandel tatsächlich nicht unter die Finanzmarktregulierung fällt.

Ausweislich der Gesetzesbegründung sollen die Emissionszertifikate – anders als der EU-Emissionsrechtehandel – nicht unter die Finanzmarktregulierung fallen (EMIR, MiFID, KWG). Der BDEW begrüßt dies sehr, denn wenn der Zertifikatehandel doch unter Finanzmarktregulierung fallen sollte, würde dies zu erheblichem zusätzlichem Aufwand und Kosten für eine große Zahl Betroffener führen, nur um Pflichten zu erfüllen, die für den Bankensektor konzipiert wurden.

Es ist deswegen im weiteren Verfahren darauf zu achten, dass keine Regelungen oder Pflichten in den Gesetzesentwurf aufgenommen werden, die eine entsprechende Anwendung der Finanzmarktregulierung auslösen könnten.