Bundesverband
Neue Energiewirtschaft e.V.
Hackescher Markt 4
D-10178 Berlin

Fon: +49 30 400548-0
Fax: +49 30 400548-10
mail@bne-online.de
www.bne-online.de

bne

Stellungnahme zur

Brennstoffemissionshandelsverordnung und Berichterstattungsverordnung

bne-Stellungnahme zur Verbändeanhörung des BMU zu den Referentenentwürfen einer Durchführungsverordnung zum Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHV) sowie einer Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2021 und 2022 (BeV 2022) vom 29. Juni 2020

Berlin, 11. August 2020. Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) begrüßt die Einführung der CO2-Bepreisung in Wärme und Verkehr. Im Hinblick auf die sich abzeichnen Klimaveränderungen ist es dringend geboten, Investitionen und Energieverbrauch auf erneuerbare Energien und umfassende CO2-Einsparung zu lenken. Kein anderes Instrument ist dafür zielwirksamer als ein CO2-Preis. Der Einstieg in die CO2-Bepreisung bei 25 €/Tonne liegt zwar noch deutlich unter den CO2-Folgekosten, ist jedoch nach dem großen Preisrutsch bei Öl und Gas in den vergangenen Monaten wichtiger denn je und wird der wirtschaftlichen Erholung nach der aktuellen Krise nicht im Weg stehen.

Dennoch, die grundsätzliche Fehlkonstruktion des Brennstoffemissionshandels für Wärme und Verkehr bleibt leider erhalten: Das BEHG ist rechtlich angreifbar, die extreme Komplexität und der hohe Bürokratieaufwand ziehen sich auch durch die hier konsultierten Verordnungsentwürfe. Bei der Konkretisierung in den Verordnungen wird noch einmal sehr deutlich, dass das BEHG aufgrund seiner sehr speziellen Konstruktion nur schwer an die anderen Systeme bzw.

Gesetze (Energiesteuer, Treibhausgasemissionshandel) anzubinden ist, denn Grundsätze, Berechnungsgrundlagen sowie die gewählten Termine und Fristen passen nicht zusammen. Ohne Nachbesserungen wird das den ohnehin hohen Umsetzungsaufwand für die Verpflichteten weiter in die Höhe treiben. Dieses Geld könnte wesentlich besser investiert werden.

Unsere Anmerkungen zu den folgenden Referentenentwürfen des BMU für eine

- Durchführungsverordnung zum Brennstoffemissionshandelsgesetz (Brennstoffemissionshandelsverordnung – BEHV) sowie eine
- Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2021 und 2022 (Berichterstattungsverordnung 2022 – BeV 2022)

im Einzelnen:

- **Begriffsbestimmungen (§ 2 BEHV)**

Gibt es einen Grund, warum hier nur eine der insgesamt sechs Kontotypen hier genannt wird? Begriffe wie Abgabekonto, Veräußerungskonto, Handelskonto etc. werden im Verordnungsentwurf verwendet ohne vorher definiert worden zu sein und nicht immer lassen sich die Unterschiede aus dem Kontext erschließen. Erst in der Übersicht in Anlage 1 erhält der Anwender der Verordnung mehr Informationen über die verschiedenen Konten. Eine entsprechende Ergänzung der anderen Begriffe in den Begriffsbestimmungen wäre wünschenswert.

- **Ermittlung Brennstoffemissionen (§ 5 BEHV), Berichterstattung (§ 7 BEHV): Mit EnergieStG abgestimmte Fristen und Klarstellung Berechnungsgrundlage**

Gemäß §5 Abs. 2 BEHV-E ist bei der rechnerischen Ermittlung diejenige Brennstoffmenge zu Grunde zu legen, die der Verantwortliche in den Steueranmeldungen zur Berechnung der Energiesteuer angegeben hat. Leider sind die im BEHV vorgegeben Fristen nicht gut auf die Fristen des Energiesteuergesetzes abgestimmt. Hierdurch ergeben sich Abweichungen bei den Energiemengen, die für die Ermittlung der Brennstoffemissionen zu berücksichtigen sind.

Zum Hintergrund: Bei Erdgas hat der Steuerschuldner die Möglichkeit, die Steueranmeldung zur Energiesteuer, für die im Vorjahr verkauften Brennstoffe, bis Ende Mai vorzunehmen. Viele Erdgaslieferanten machen von dieser Möglichkeit Gebrauch, da etwa die Lieferungen an nicht stündlich gemessene Gasverbraucher (i.d.R. < 1,5 GWh / Jahr) nur einmal im Jahr messtechnisch erfasst werden. Auch nach der Steueranmeldung kann sich die nach dem Energiesteuergesetz (EnergieStG) zu versteuernde Menge noch bis Jahresende ändern. Denn das EnergieStG

enthält insb. für Erdgas eine Reihe von Fällen[1], in denen bei Vorliegen der genannten Voraussetzungen eine teilweise oder vollständige Befreiung/Entlastung von der Energiesteuer auf Antrag gewährt wird. Die Beantragung der Steuerentlastung ist bis Ende des Jahres möglich, das auf das Veranlagungsjahr folgt. Die Übermittlung des Überwachungsplans und des Emissionsberichts an die zuständige Behörde soll jedoch gemäß § 7 BEHG bereits bis zum 31. Juli des Folgejahres für die in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe erfolgen. Die entsprechende Eintragung und Korrektur der Brennstoffemissionen im Compliance-Konto soll der Verpflichtete gemäß § 25 BEHV ebenfalls bis zum 31. Juli abgeschlossen haben.

Der Lösungsvorschlag des bne ist, die genannten **Fristen für Abgabe des Emissionsberichts und letzter Anpassungsmöglichkeit im Compliance-Konto „auf das Ende des Folgejahres" zu schieben bzw. den Verpflichteten nach der Abgabe zum 31. Juli bis zum Jahresende noch eine Korrekturmöglichkeit einzuräumen**. Dann hätte man die **steuerlichen Aspekte abschließend geklärt, bevor das Mengengerüst der Energiesteuer als Grundlage für den Emissionsbericht im BEHG und die damit Verpflichtung zum Erwerb und Abgabe der entsprechenden Emissionszertifikate herangezogen wird**. Alles andere wäre eine wenig belastbare Ermittlungsgrundlage. Davon ausgehend, dass die Vorgaben von Energiesteuergesetz und BEHG dem Endverbraucher gegenüber korrekt angewendet werden, bliebe der Lieferant bzw. Inverkehrbringer auf den Mehrkosten infolge der nicht abgestimmten Fristen und Berechnungsgrundlage sitzen. Das wäre nicht akzeptabel.

Darüber hinaus geht aus § 5 BEHV-E nicht hinreichend klar hervor, welche Mengen aus der Energiesteueranmeldung bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen zu berücksichtigen sind – nur zu versteuernde Energieerzeugnisse oder auch jene Mengen, für die im Energiesteuergesetz eine Entlastung beantragt wurde? Eine entsprechende **Klarstellung in § 5 Abs. 2 BEHV-E, welche Mengen aus der Energiesteueranmeldung heranzuziehen sind**, wäre hier wichtig.

• Verkaufstermine (§ 6 BEHV): Terminkalender und Termine zum Jahresende

Über die Verkaufstermine sollte von Anfang an größtmögliche Transparenz bestehen. Statt die Termine jeweils 6 Wochen vorher durch Veröffentlichung anzukündigen, schlagen wir die **Bekanntgabe der Verkaufstermine in einem Kalender für das ganze Jahr** vor. Der Aufwand bei den Verpflichteten, regelmäßig die Veröffentlichung der Verkaufstermine prüfen zu müssen, würde dann entfallen.

Den letzten Verkaufstermin eines Jahres frühestens am dritten Arbeitstag des Monats Dezember stattfinden zu lassen, ist unseres Erachtens viel zu früh. Die gelieferten Energiemengen (sowie die Entlastungsfaktoren) stehen erst sehr viel später fest. Der Verkauf der Emissionszertifikate erfolgt bis Ende 2025 zum Festpreis und ohne Mengenbeschränkung auf einer Plattform mit automatisierten

[1] u.a. bei der Lieferung an Unternehmen des produzierenden Gewerbes, an Betriebe der Land- und Fortwirtschaft sowie zur Verwendung bei der Stromerzeugung, für Eigenverbrauch, für bestimmte Verfahren und Prozesse, in der Kraft-Wärme-Kopplung, für öffentlichen Personennahverkehr usw., siehe §§ 45 – 60 EnergieStG

Geschäftsprozessen. Wir sehen keinen Grund, der die Beschränkung des Verkaufs in diesem Monat rechtfertigt. Aus Perspektive der Verpflichteten besteht daher die Erwartung, dass **mindestens noch ein Verkaufstermin in der Woche vor Weihnachten** stattfindet.

Aus dem Verordnungsentwurf geht leider nicht hervor, wann und wie viele **Verkaufstermine nach Jahresende für den Erwerb von Emissionszertifikaten für das Vorjahr zum Festpreis des Vorjahres** vorgesehen sind. Diese Verkaufstermine sollten ebenfalls über den Auktionskalender kommuniziert werden.

- ### Kaufmenge (§ 6 BEHV): Gewählte Mengenbeschränkung begrenzt nicht die Zertifikatsausgabe bis 2025, erhöht lediglich Staatseinnahmen aus BEHG

Die Begrenzung der Menge an Emissionszertifikaten, die bis zum 28. Februar des Folgejahres zum alten Festpreis nachgekauft werden können ist problematisch. Dieser Termin ist viel zu früh. Das gleiche gilt für Zählung der Emissionszertifikate auf dem Compliance-Konto zum Ende der Handelsperiode (Kalenderjahr) gemäß § 6 Abs. 2 BEHV-E, um die 10 % Nachkaufmenge festzustellen. Die Gründe haben wir bereits oben dargelegt, selbst die Übermittlung der Berichte und die letzte Anpassungsmöglichkeit der ins Compliance-Konto eingetragenen Emissionen zum 31. Juli ist zu früh gesetzt.

Ohnehin macht eine Beschränkung der Zertifikatsmenge, die noch im Folgejahr für die Handelsperiode zu dem da gültigen CO2-Preis nachgekauft werden kann, in der Festpreisphase bis einschließlich 2025 wenig Sinn. Das ist nicht die Art von Mengenbegrenzung, die aus dem Brennstoffemissionshandel einen richtigen Emissionshandel mit echter CO2-Mengensteuerung bzw. -begrenzung macht. Die Inverkehrbringer müssen die Emissionszertifikate lediglich – meist teurer – nachkaufen, wenn das Mengengerüst aus der Energiesteueranmeldung für die Handelsperiode endlich vollständig geklärt ist. Die **Mengenbeschränkung in § 10 Abs. 2 Satz 3 BEHG sollte daher gestrichen** werden und die **Frist zum Nachkauf zum alten Preis auf die anzupassende Frist für die Übermittlung des Emissionsberichts, mindestens jedoch auf den 31. Juli verschoben** werden. Die Lieferanten der Brennstoffe sollen schließlich mit einem CO2-Preis belastet werden, nicht aber mit (zum Teil zufallsabhängigen) Kostenrisiken aus der Umsetzung dieses Gesetzes.

- ### Regeln für Sekundärhandel fehlen

Bis auf die Information, wann der Sekundärhandelsplatz eingerichtet sein soll, finden sich in den Verordnungsentwürfen keine weiteren Details zu dem Thema. Wer und wo definiert die Regeln für den Sekundärhandel? Auch sollte bereits in der BEHV geregelt werden, wann der letztmalige Termin ist, zu dem der Sekundärhandelsplatz den Handel von Emissionszertifikaten für die jeweilige Handelsperiode anbietet.

- **Veröffentlichungspflicht (§ 7 BEHV) auf historische Daten zu Verkaufsmengen (und später Preises) ausdehnen**

In Absatz 1 wird die beauftragte Stelle zur Veröffentlichung der Verkaufsdaten verpflichtet. Wir begrüßen die Vorgabe, da sie Transparenz über die veräußerte Menge an Emissionszertifikaten schafft. Die Verpflichtung sollte allerdings so weit gehen, dass die Daten nicht nur nach jedem Verkaufstermin veröffentlicht werden, sondern die veröffentlichten Daten auch zeitlich unbegrenzt und kostenfrei abrufbar sind. Das gleiche muss für die Preise und Mengen des noch einzurichtenden Sekundärhandels gelten.

Bei der Umsetzung des hier ähnlich gestalteten TEHG funktioniert die gesetzliche Vorgabe nicht (mehr) so richtig: Die EEX hatte im Sommer 2019 die veröffentlichten Marktdaten der EUA-Zertifikate im ETS eingeschränkt, viele historischen Daten und Darstellungen im Zeitverlauf[2] stehen seitdem nur noch registrierten Handelsteilnehmern zur Verfügung. Diese Praxis schließt sowohl jene Marktteilnehmer aus, die für ihre Handelsaktivitäten einen Dritten beauftragt haben (eine Möglichkeit, die den BEHG-Verpflichteten ebenfalls eingeräumt wird) als auch die interessierte Fachöffentlichkeit und die betroffenen Energieverbraucher. Gerade aufgrund der besonderen Bedeutung der CO2-Bepreisung, müssen diese **Daten unbegrenzt und kostenfrei zum Download auf der Internetseite der beauftragten Stelle abrufbar** sein. Zudem sollte hier das TEHG entsprechend/gleichlautend nachgebessert werden.

- **Wirksame Vermeidung von Doppelbelastungen bei Brennstoffeinsatz in ETS-Anlagen (§ 11 BeV)**

Der Ansatz in § 7 Abs. 5 BEHG, „Doppelbelastungen infolge des Einsatzes von Brennstoffen in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage möglichst vorab zu vermeiden“, ist richtig. Leider droht die gute Absicht zu scheitern. Denn zum einen stimmen die Methoden der Emissionsmengenermittlung nicht überein: Im EU-ETS wird bei Erdgas die Menge in m^3 zugrunde gelegt, hier beim Brennstoffemissionshandel der Heizwert. Bei der Umrechnung, die zum Abzug der doppelt belasteten Brennstoffmenge vorgenommen muss, treten dann erhebliche Differenzen auf.

Zum anderen setzt die Zertifikatsverpflichtung jeweils bei unterschiedlichen Adressaten und Entstehungszeitpunkten an: So ist der EU-ETS nach dem Downstream-Ansatz konstruiert, der die CO2-Emittenten zum Besitz der Emissionszertifikate zum Zeitpunkt des Verbrauchs verpflichtet. Das BEHG setzt dagegen auf eine Mischform von Downstream- und Upstream-Ansatz. Wenn z.B. ein ETS-

[2] Beim Terminmarkt umfasst die Darstellung der Marktdaten für die EUA auf der EEX-Website nur 45 Tage, die Daten des Spotmarktes können nur für einzelne Tage aufgerufen werden. Für den Auktionsmarkt erstreckt sich die dargestellte Preisentwicklung auf weniger als 45 Tage. Hier ist zwar der Download der Auktionsergebnisse für einzelne Jahre und somit eine Auswertung möglich; die ist jedoch aufwendig, der schnelle Überblick und Einordnung etwa aktueller Preise in die Historie geht verloren.

Anlagenbetreiber ein Öllager hat[3], wird es kompliziert: Hier unterliegt die Befüllung des Öltanks als Lieferung den Pflichten gemäß BEHG, aber erst wenn das Öl aus dem Lager verwendet wird, entsteht eine Belastung im EU-ETS. Das bedeutet, Inverkehrbringen und Verbrauch des Brennstoffs können so weit auseinanderliegen, dass sie in verschiedene Jahre fallen. Ein Abzug der Belastungen aus dem EU-ETS von den Belastungen gemäß BEHG funktioniert dann nicht. In der Praxis ergäbe sich dann doch eine Doppelbelastung.

Um sowohl die Umrechnungsdifferenzen als auch die praktische Doppelbelastung zu vermeiden, schlagen wir folgende Änderung in der BeV vor: **Brennstofflieferungen an Endverbraucher bzw. Anlagen, die dem EU-ETS unterliegen, sollten bei Vorlage einer entsprechenden Bescheinigung, gar nicht erst in der Emissionsberichterstattung erfasst** bzw. (als nicht den BEHG-Verpflichtungen unterliegende Brennstoffmenge geführt) **werden.** Auch die EEG-Privilegien folgen dieser Logik, wo der Lieferant den betreffenden Kunden von Anfang keine bzw. die reduzierte EEG-Umlage in Rechnung stellt.

- ### Standardwerte zur Berechnung von Emissionsfaktoren (BeV Anlage 1 Teil 4): Für Umrechnungsfaktor bei Erdgas Mittelwert aus L- und H-Gas heranziehen

Die in der Berichterstattungsverordnung enthaltenen Regelungen zur Ermittlung der CO2-Emissionen des gelieferten Erdgases anhand des in Anlage 1 Teil 4 vorgegebenen Umrechnungsfaktors, Heizwert und Heizwertbezogenen Emissionsfaktor begrüßt der bne. Auf diese Weise gilt für Gaslieferungen im ganzen Bundesgebiet der gleiche Standardemissionsfaktor. Für Netzgebiete mit L-H-Gas-Umstellung entfällt zudem die unterjährige Abgrenzung zum Umstellungszeitpunkt. Nicht zuletzt lassen sich die Ermittlung der CO2-Emissionen und den damit verbunden CO2-Kosten aus dem BEHG je Kilowattstunde Erdgas dem Verbraucher anhand der Vorgaben in der BeV leicht nachvollziehbar vorrechnen. Auch die Erstellung von Angeboten für Erdgaslieferungen gegenüberüber dem Kunden wird dadurch ein wichtiges Stück vereinfacht, das gleiche gilt für die Emissionsberichterstattung.

Wir möchten jedoch anmerken, dass für die Ermittlung des Umrechnungsfaktors für Erdgas, der Brennwert für das niederkalorische L-Gas in der Formel eingesetzt wurde. Hierdurch werden Gaskunden, welche H-Gas geliefert bekommen[4] deutlich bessergestellt. Wir schlagen vor, stattdessen den **Mittelwert der Brennwerte für H-Gas und L-Gas bei der Berechnung des Umrechnungsfaktors in Zeile/Nummer 7 heranzuziehen.**

[3] Insbesondere an Gaskraftwerksstandorten mit unzureichend verfügbaren festen und frei zuordenbaren Gastransportkapazitäten zur Erhöhung der Versorgungssicherheit/Verfügbarkeit des Kraftwerks im Strommarkt.
[4] Das sind mehr als 80 % der Gasverbraucher und mit der Marktraumumstellung werden es von Jahr zu Jahr mehr.

- **Bestimmung des abzugsfähigen Bioenergieanteils (§ 6 BeV): zusätzliche Nachweisanforderungen für Biomethan sind weder leistbar noch nötig**

Die Begründung zu § 6 Abs. 4 BeV stellt klar: *„Absatz 4 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. […] Abweichend von Absatz 1 wird daher dafür auch kein Nachhaltigkeitsnachweis gefordert und es gilt auch keine Obergrenze. Bedingungen für den Abzug sind allerdings ein Nachweis über einen bestehenden (anteiligen) Biomethanliefervertrag und ein Massenbilanzierungssystem.* Gemäß Satz 2 kann *„die zuständige Behörde zur Vereinfachung auch Nachweise der bereits eingeführten Systeme zur massenbilanziellen Dokumentation von Biomethanmengen akzeptiert.“* Leider lässt die Verordnung wichtige Fragen für die Umsetzung der Vorgaben aus unserer Sicht offen:

- Was ist ein anerkanntes Massenbilanzierungssystem? Darf die Massenbilanz selbst erstellt werden, z.B. aus Lieferverträgen, dena-Biogasregisterauszügen und Klärgas-TÜV-Zertifikaten?
- Es ist klarzustellen, dass Brennstoffe wie Klärschlamm, Reststoffe aus der Zuckerrübenproduktion sowie der Gastronomie nicht unter das BEHG fallen.
- Als anerkannte Biomethan-Nachweise sind neben dem dena-Biogasregister, die Nachweissysteme von Arcanum und NABISY sowie Herkunftsnachweise gemäß RED II Artikel 2 Nummer 12 anzuerkennen.

Selbst wenn diese Fragen geklärt wären, ist die für Biomethan geforderte Massenbilanzierung noch immer nicht leistbar, da der Lieferant nur Energieeinheiten (kWh) einkauft, handelt und liefert. Bei Biomethan erfolgt die Nachweisführung zuvor bereits auf mehreren Ebenen – durch neutrale Sachverständigen Audits zu Erzeugung und Einspeisung, das Biogasregister der dena sowie die Einbringung des Biomethans in eigene Biogasbilanzkreise und den damit verknüpften Regeln. Auch vor dem Hintergrund der geplanten Einführung von Herkunftsnachweisen für Gas, sollte **der in § 6 Absatz 2 Berichterstattungsverordnung geforderte massenbilanzielle Nachweis in Bezug auf Biomethan gestrichen** werden.

- **Durch Klarstellung die Einordnung des Brennstoffemissionshandels als Finanzinstrument mit umfangreichen Compliance-Anforderungen verhindern**

Neben den o.g. Problemen besteht das Risiko, dass der Handel der Brennstoffemissionszertifikate unter die europäische Finanzmarktregulierung fällt. Denn das BEHG sowie der BEHV-Entwurf regeln die Einrichtung einer Verkaufsstelle bei einer Börse, eines Sekundärhandelsplatzes sowie einer Clearingstelle. Bereits mit diesen Merkmalen würde der Brennstoffemissionshandel für Wärme und Verkehr in den Anwendungsbereich der Finanzmarktregulierung fallen. Die Folge wäre ein unverhältnismäßiger Compliance-Aufwand für die Teilnehmer (u.a.

Transaktionsreporting gemäß MiFID II, Banklizenz bei Überschreitung des Schwellenwerts[5], weitere Pflichten gemäß EMIR). Wie zuvor im TEHG erfolgt, wäre eine Klarstellung in der BEHV wichtig und hilfreich, dass börslich gehandelte Emissionszertifikate keine Finanzinstrumente sind.

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)
Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energiemarkt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die Kräfte der Energiewende frei.

[5] Der Schwellenwert würde auf den Markt bezogen erst ermittelt. Da der Brennstoffemissionshandel jedoch ein relativ kleiner (nationaler) Markt ist, dann könnten sehr wohl einige Unternehmen schnell über der Schwelle liegen.