

Deutscher Bundestag  
Ausschuss für Umwelt, Naturschutz  
und nukleare Sicherheit  
Ausschussdrucksache  
**19(16)293-D**  
zur Anhörung am 06.11.2019  
04.11.2019

Die vorliegende Stellungnahme gibt nicht die Auffassung des Ausschusses wieder, sondern liegt in der fachlichen Verantwortung des/der Sachverständigen. Die Sachverständigen für Anhörungen/Fachgespräche des Ausschusses werden von den Fraktionen entsprechend dem Stärkeverhältnis benannt.

## **STELLUNGNAHME**

### zum Entwurf eines Gesetzes über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG) vom 19. Oktober 2019

Berlin, 31.10.2019

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit mehr als 268.000 Beschäftigten wurden 2017 Umsatzerlöse von mehr als 116 Milliarden Euro erwirtschaftet und rund 10 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen große Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 61 Prozent, Erdgas 67 Prozent, Trinkwasser 86 Prozent, Wärme 70 Prozent, Abwasser 44 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 68 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr kommunale Unternehmen engagieren sich im Breitband-Ausbau. Ihre Anzahl hat sich in den letzten vier Jahren mehr als verdoppelt: Rund 180 Unternehmen investierten 2017 über 375 Mio. EUR. Seit 2013 steigern sie jährlich ihre Investitionen um rund 30 Prozent und bauen überall in Deutschland zukunftsfähige Infrastrukturen (beispielsweise Glasfaser oder WLAN) für die digitale Kommune aus.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin  
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · [info@vku.de](mailto:info@vku.de) · [www.vku.de](http://www.vku.de)

## › KERNFORDERUNGEN DES VKU

### Lenkungswirkung entfalten – Sektorenkopplung anreizen

Damit die Bundesrepublik Deutschland ihre gesetzten Klimaziele möglichst effizient erreichen kann, muss das nationale Emissionshandelssystem zeitnah eine deutliche Lenkungswirkung entfalten. Je niedriger das CO<sub>2</sub>-Preissignal zu Beginn gesetzt wird, desto steiler wird der Preispfad bis 2030 werden. Daher wird eine Anhebung der Festpreise in der Einführungsphase angeregt.

Auch die Wettbewerbsfähigkeit emissionsarmer Technologien im Wärme- und Verkehrssektor hängt maßgeblich von der zu entfaltenden Lenkungswirkung des Emissionshandels ab. Um die erforderliche Sektorenkopplung anzureizen, sollte die CO<sub>2</sub>-Bepreisung in eine verursachungsgerechte Neuausrichtung aller klimapolitisch motivierten Energiebestandteile eingebettet sein. Erneuerbarer Strom für den Einsatz in Wärme- und Verkehrssektor ist ansonsten weiterhin nicht konkurrenzfähig gegenüber fossilen Energieträgern.

Der Gesetzesentwurf führt dazu, dass für die Erzeugung und Nutzung von Klär-, Faul- und Deponiegas sowie brennwerthaltigen Abfällen Zertifikate erworben werden müssten. Diese Energieerzeugnisse entstehen bei der Abfall- und Abwasserentsorgung. Durch ihre Nutzung heben kommunale Unternehmen die gesetzlich geforderten Energiepotenziale und tragen damit zum Klimaschutz bei. Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung ist somit kontraproduktiv und entfaltet keinerlei Lenkungswirkung in Richtung einer Emissionsminderung. Die genannten Energieerzeugnisse sollten daher vom Emissionshandel ausgenommen werden.

### Doppelbelastung von Kraftwerken im ETS und im nEHS zwingend vermeiden

Zur zwingenden Vermeidung von Doppelbelastungen von Kraftwerken im ETS und im nEHS sowie zur Erhöhung der Planungssicherheit sollten Verantwortliche für Brennstoffmengen, die in dem ETS unterliegenden Anlagen verwendet werden, vom Erwerb der entsprechenden Mengen an nEHS-Emissionszertifikaten befreit werden. Angesichts der Tragweite dieser Weichenstellung sollte eine entsprechende Regelung unmittelbar im Gesetz vorgenommen werden.

### Minimierung des Bürokratieaufwandes für Verantwortliche – Einsparverpflichtungen vermeiden

Kommunale Unternehmen müssen mit erheblichen Verwaltungsaufwendungen rechnen. Vor dem Hintergrund des fraglichen Zielbeitrages steht die Kosten-Nutzen-Abwägung in einem Missverhältnis. Zudem ist im Gesetz keine de-minimis-Regel

angelegt. Es sollten daher Ausnahmeregelungen für kleine und mittlere Unternehmen getroffen werden. Etwaige Einsparverpflichtungen einzelner Gaslieferanten sind zu vermeiden.

Kommunale Unternehmen, die sich mit Energiehandel oder Eigenerzeugung befassen, haben bereits heute einen erheblichen administrativen Aufwand durch die Zuständigkeit verschiedener Behörden (BAFA, BNetzA, ÜNB, Zoll) und deren Portalen, die teilweise sehr unterschiedlich aufgebaut sind. Mit dem Umweltbundesamt soll im Zuge des BEHG eine weitere zentrale Behörde hinzukommen. Aufgrund der Erfahrungen mit anderen Plattformen (z. B. Aufbau des MaStR) ist zu vermuten, dass weder die neue Plattform fristgerecht zur Verfügung stehen wird noch die notwendigen sonstigen Kapazitäten aufgebaut sein werden. Eine Bündelung verschiedener Meldepflichten beispielweise durch eine gemeinsame Plattform von Zoll und UBA für die Energiesteuer und den Emissionshandel würde die Abwicklung für die Unternehmen deutlich erleichtern.

### **Auslagerung in Verordnungsermächtigungen vermeiden**

Der vorliegende Gesetzentwurf enthält bei 23 Paragrafen 14 Verordnungsermächtigungen. Diese umfassen auch solch grundlegende Ausgestaltungsinhalte wie die Regelungen zur Vermeidung von Doppelerfassungen und die Konzeption des zukünftigen Handelssystems. Das bedeutet, dass Inhalt und Zeitpunkt der Konkretisierung unbekannt sind und für Stakeholder damit keine Planungssicherheit besteht und Investitionen in emissionsarme Technologien gehemmt werden. Ebenfalls werden dadurch Beteiligungen von Ländern, Fachkreisen und Verbänden minimiert. Das kann in der Konsequenz dazu beitragen, dass das System nicht praktikabel ist und damit seine geplante Wirkung nicht erzielt.

## › EINLEITUNG

Der VKU begrüßt, dass die Bundesregierung mit dem vorgelegten „Gesetzesentwurf über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG) eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung in den Sektoren Wärme und Verkehr einführen will. Während im Stromsektor sowie in der Industrie mit dem EU-Emissionshandel bereits seit knapp 15 Jahren ein zielgerichtetes Instrument zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen existiert, fehlte bisher in den Sektoren Wärme und Verkehr ein entsprechendes Anreizsystem.

Positiv ist, dass mit dem vorgelegten Entwurf der Einstieg in die CO<sub>2</sub>-Bepreisung über gestaffelte Festpreise erfolgen soll. Das schafft Planbarkeit. Damit die Bundesrepublik Deutschland jedoch ihre CO<sub>2</sub>-Minderungsverpflichtungen aus der EU-Klimaschutzverordnung für den Zeitraum 2021-2030 einhalten kann, sind aus Sicht des VKU Maßnahmen erforderlich, die zeitnah eine deutliche Lenkungswirkung in Richtung klimaschonender Technologien sowie energieeffizienten Verhaltens im Gebäude- und Verkehrssektor entfalten. Je später ein absehbar langfristig bindendes CO<sub>2</sub>-Preissignal implementiert wird, desto später wird die Entwicklung emissionsarmer Technologien angekurbelt und desto teurer wird die Umstellung auf eine emissionsneutrale Volkswirtschaft in Deutschland. Um diese Gefahr zu vermeiden, regt der VKU an, die Festpreise in der Einführungsphase anzuheben.

Kritisch wird betrachtet, dass das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) nicht – wie vom VKU in seiner Studie zur CO<sub>2</sub>-Bepreisung<sup>1</sup> vorgeschlagen – in eine grundlegende Reform des Abgabe- und Umlagesystems eingebettet wird. Nur durch eine verursachungsgerechte Neuausrichtung aller klimapolitisch motivierten Energiepreisbestandteile können vordergründig strombasierte Technologien (bspw. Elektromobilität, Power-to-X, Wärmepumpen) und Energiespeicher gegenüber vorrangig auf fossilen Energieträgern basierenden Technologien wettbewerbsfähiger werden. Dadurch werden Sektorenkopplungstechnologien in den Markt gezogen sowie Flexibilitätsoptionen im Energiesystem angereizt („Dreiklang der Energiewende“). Ausgesprochen kritisch bewertet der VKU in dem Gesetzesentwurf die Anwendung des Emissionshandels auch auf klimapolitisch sinnvolle, genutzte Energieerzeugnisse wie Klärgas. Dies entfaltet keine Lenkungswirkung und führt nur zu erheblichen Mehrkosten bei den betroffenen kommunalen Unternehmen.

---

<sup>1</sup> Die VKU-Studie "Finanzierung der Energiewende - Reform der Entgelte- und Umlagesystematik" wurde am 14.06.2019 veröffentlicht (vgl. [www.vku.de/finanzierung-der-energiewende](http://www.vku.de/finanzierung-der-energiewende)).

Kritisch ist ebenfalls, dass viele Aspekte der Umsetzung noch nicht konkret geregelt sind, sondern im Rahmen von Verordnungsermächtigungen der Bundesregierung zur späteren Konkretisierung übertragen werden.

Wir bitten Sie, nachfolgende Umsetzungsempfehlungen für das Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG im weiteren parlamentarischen Verfahren zu berücksichtigen. Der VKU weist darauf hin, dass der vorliegende Entwurf aufgrund der sehr kurzen Fristsetzung nicht umfassend mit den Mitgliedsunternehmen in der erforderlichen Tiefe analysiert und beurteilt werden konnte.

## › ZU DEN REGELUNGEN IM EINZELNEN

### Zielorientierung und Wirkung des Gesetzes

#### › § 1 Brennstoffemissionshandel konsistent auf Klimaschutzziele ausrichten und Lenkungswirkung erzielen:

Das Gesetz sollte konsistent auf die Ziele der EU-Klimaschutzverordnung sowie des Klimaschutzplans 2050 und des zu verabschiedenden Klimaschutzgesetzes ausgerichtet werden sowie eine signifikante Wirkung entfalten.

Die Bundesregierung plant die Einführung eines nationalen Emissionshandels (nEHS) auf Grundlage einer Mengensteuerung. Aufgrund der vorgeschlagenen starken Modifikationen des Instruments, vor allem durch die Einführung von Festpreisen während der Jahre 2021 bis 2025 sowie darüber hinaus durch die Beschränkung des freien Handels innerhalb eines Preiskorridors mindestens im Jahr 2026, droht der zentrale Vorteil des Mengeninstruments, nämlich die Zielgenauigkeit, verloren zu gehen. Insbesondere vor dem Hintergrund von zunächst äußerst niedrig gewählten Festpreisen und damit einhergehend voraussichtlich zu niedriger Lenkungswirkung steht zu erwarten, dass sich das Instrument auch mittel- bis langfristig nicht zu einer echten Mengensteuerung hin entwickelt, sondern eine de facto Preissteuerung bleiben wird, da ggf. drohende starke Preisausschläge politisch/gesellschaftlich nicht akzeptiert werden.

Daher regt der VKU an, die Festpreise in der Einführungsphase höher anzusetzen, sodass notwendige Emissionsminderungen erreicht werden können. Dadurch würde die Etablierung emissionsarmer Technologien vorangebracht und perspektivisch die Öffnung des Systems zu einem tatsächlich freien Handel ohne unverhältnismäßig hohe Preissprünge ermöglicht. Sofern dieser Vorschlag nicht aufgegriffen werden sollte und damit das Risiko eingegangen wird, auch langfristig ein System der de facto Preissteuerung zu etablieren, wäre eine Umsetzung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung als Steuerlösung – wie vom VKU vorgeschlagen – deutlich transparenter und insgesamt einfacher umsetzbar.

Der VKU hat sich mit dem Ziel der Schaffung größtmöglicher Planbarkeit für die Marktteilnehmer – insbesondere in der Zeit der Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung – in seinem Vorschlag zur Reform der aktuellen Entgelte- und Umlagesystematik im Energiesektor für eine sektorenübergreifende Preissteuerung in Form einer Anpassung der Strom- und Energiesteuersätze auf Basis der CO<sub>2</sub>-Emissionsintensität vorgelegt. Durch eine solche Umsetzung würde zusätzlich auch die kurzfristige Einführung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung ermöglicht und Kostenneutralität innerhalb der Energiewirtschaft durch entsprechende Festsetzung der Steuerhöhe gewährleistet.

## Anwendungsbereich

### › § 2 Regenerativ erzeugte Brennstoffe aus dem nationalen Zertifikatehandel ausnehmen

Das Gesetz sollte sicherstellen, dass die klimapolitisch sinnvolle und gewollte Nutzung erneuerbarer Brennstoffe vom Anwendungsbereich ausgenommen sind. Daher ist Anlage 1 zum BEHG wie folgt anzupassen:

#### › Änderungsvorschlag:

##### zu Anlage 1 (zu § 2 Absatz 2) BEHG-E:

(1)...

(2) Als Brennstoffe im Sinne dieses Gesetzes gelten mit Ausnahme von Torf und Waren der Positionen 4401 und 4402 der Kombinierten Nomenklatur auch:

1. andere als die in Absatz 1 genannten Waren, die zur Verwendung als Kraftstoff oder als Zusatz oder Verlängerungsmittel von Kraftstoffen bestimmt sind oder als solche zum Verkauf angeboten oder verwendet werden,
2. andere als die in Absatz 1 genannten Waren, ganz oder teilweise aus Kohlenwasserstoffen, die zur Verwendung als Heizstoff bestimmt sind oder als solche zum Verkauf angeboten oder verwendet werden.

***Hiervon sind die in § 1b Abs. 1 EnergiestV genannten Energieerzeugnisse sowie gasförmige Kohlenwasserstoffe, die aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen gewonnen werden und bei der Lagerung von Abfällen oder bei der Abwasserreinigung anfallen, ausgenommen. ...***

Gemäß § 1 des BEHG-E verfolgt der Gesetzgeber mit dem nationalen Emissionshandelssystem den Zweck, fossile Treibhausgasemissionen zu bepreisen. Gleichlautend ist die Pressemitteilung des BMU vom 23.10.19 (186/19): „Ziel ist, das Verbrennen von fossilen Brennstoffen für den Verkehr und das Heizen schrittweise teurer und so den Umstieg auf klimafreundliche Alternativen attraktiver zu machen.“ Brennstoffe, die fossile Treibhausgase emittieren, werden nach § 2 BEHG unter Rückgriff auf § 1 EnergiestG, der wortgleich mit Anlage 1 zum BEHG ist, definiert.

Dies würde in der aktuellen Fassung des BEHG jedoch dazu führen, dass zukünftig auch die Nutzung klimapolitisch sinnvoller Energieerzeugnisse wie Klär- und Faulgase sowie Waren, die gemäß § 1b Abs. 1 Energiesteuerverordnung keine Energieerzeugnisse darstellen, dem nationalen Emissionshandelssystem unterfallen würden.

Das umweltpolitisch gewünschte Verheizen von Klär- und Faulgas würde somit erheblich verteuert. Gleiches gilt auch für die Einspeisung von Klärgas, das auf Erdgasqualität aufbereitet wird (Bioerdgas).

Erste Berechnungen unter den VKU-Mitgliedern ergeben potenzielle zusätzliche Kosten in Höhe von mehreren zehntausend bis zu mehreren hunderttausend Euro im Jahr. Somit würde das BEHG mit den vorliegenden Regelungen Klimaschutzmaßnahmen eher

verhindern, statt sie zu fördern. Aus VKU-Sicht bedarf es daher einer eindeutigen Differenzierung im vorliegenden Gesetzentwurf zwischen den eigentlichen adressierten Brennstoffen (fossile) und den klimapolitisch sinnvollen und gewollten Brennstoffen (erneuerbare) durch eine entsprechende Ausnahme in Anlage 1 zum BEHG-E.

Vom Anwendungsbereich des BEHG sind aus den oben genannten Gründen die in § 1b EnergieStV aufgeführten Energieerzeugnisse ebenfalls klarstellend auszunehmen. Energiesteuerrechtlich ist § 1b EnergieStV eine Klarstellung zu § 1 EnergieStG.

### **Fehlende Lenkungswirkung**

Die CO<sub>2</sub>-Bepreisung von entsorgungspflichtigen Abfällen hätte zudem kaum bis keine Lenkungswirkung im Hinblick auf die CO<sub>2</sub>-Vermeidung, da diese dauerhaft anfallen.

Mit der energetischen Nutzung von Klärgas leisten Abwasserentsorger einen Beitrag zum Klimaschutz, die auch Grundlage für die entsprechenden energiesteuerlichen Erleichterungen sind. Für die Verbesserung der Energieeffizienz gibt es darüber hinaus durch § 3 Abs. 2a Abwasserverordnung einen gesetzlichen Auftrag.

### **Doppelbelastung der Verbraucher**

Die ins Abwasser gelangenden Stoffe werden zu Beginn ihres Lebenszyklus unter Einsatz oder Verwendung fossiler Roh- bzw. Brennstoffe hergestellt. Gemäß BEHG sollen diese Stoffe bereits einer quellen- und produktbezogenen "CO<sub>2</sub>-Bepreisung" unterworfen werden. Durch die zusätzlichen Kosten würden Verbraucher insofern über den Abwasser- und Schlammfad ein zweites Mal die CO<sub>2</sub>-Kosten tragen müssen.

## **Flexibilisierungsinstrumente nach der EU-Klimaschutzverordnung**

### **› § 5 Ankauf von Emissionszuweisungen mit Bedacht, inländische Investitionen sind vorzuziehen:**

Das Gesetz sollte die Möglichkeit des Ankaufs ausländischer Emissionsberechtigungen durch die Bundesregierung nur als Ausnahme ermöglichen, insofern nationale Klimaschutzmaßnahmen nicht ausreichend Wirkung entfalten.

Um während der Einführungsphase bis Mitte der 2020er Jahre sehr hohe CO<sub>2</sub>-Preise zu vermeiden, sollen laut vorliegendem Gesetzentwurf im Rahmen bestehender Flexibilisierungsmöglichkeiten der EU-Klimaschutzverordnung Emissionsberechtigungen aus anderen EU-Mitgliedstaaten zugekauft werden können. Dies ist aus sozialpolitischer Sicht zur Vermeidung übermäßig hoher Kostenbelastungen für Bevölkerung und Unternehmen zwar nachvollziehbar.

Primär sollte der nEHS allerdings so ausgestaltet werden, dass die Jahresemissionsmengen nach der EU-Klimaschutzverordnung auch eingehalten werden können. Dafür ist eine entsprechende Lenkungswirkung notwendig.



Kommunale Unternehmen investieren heute bereits in verschiedenste Klimaschutztechnologien, wie Ladesäuleninfrastruktur, Wärmenetze und KWK. Andere Technologien (bspw. Wasserstoff, PtX) sind aktuell noch nicht wettbewerbsfähig, was u. a. an der aktuellen Abgaben- und Umlagesystematik liegt.

Über zielgerichtete Förderprogramme wird jedoch bereits in vielen Fällen, bspw. bei der energetischen Gebäudesanierung, die Investitionslücke zur Wirtschaftlichkeit geschlossen. Die Bundesregierung sollte daher primär Haushaltsmittel dafür aufbringen, um die Einführung innovativer Energietechnologien in den Markt zu fördern und darüber einen Mehrwert für die Energiewende und den Innovationsstandort Deutschland zu leisten, als sich über den Handel mit Emissionszuweisungen aus anderen EU-Staaten freizukaufen. Die Erfahrungen aus Windkraft, PV und Batteriespeichern zeigen, dass diese Technologien massiv von Skaleneffekten und technologischem Lernen profitieren. Ein frühzeitiger Einstieg in diese Technologien spart langfristig Kosten.

Zudem sollte bereits im jetzt formulierten Gesetzesvorschlag auf eine Ausweitung des nEHS auf weitere Mitgliedstaaten bzw. langfristig auf die Integration in den EU-ETS hingewirkt werden. Dies könnte bspw. durch entsprechende Analysen in den regelmäßigen Evaluierungen des Gesetzes und Vorschlägen zur Umsetzung implementiert werden.

## Grundpflichten der Verantwortlichen

### › §§ 6 - 8 Minimierung des Bürokratieaufwandes für Verantwortliche:

Im Gesetz ist keine de-minimis-Regel angelegt. Somit müssen auch kommunale Gasversorgungslieferanten mit geringer Unternehmensgröße mit erheblichen Verwaltungsaufwendungen rechnen. Im Gesetz sollten Ausnahmeregelungen für kleine und mittlere Unternehmen getroffen werden. Etwaige Einsparverpflichtungen einzelner Gaslieferanten sind zu vermeiden.

Die von der Bundesregierung vorgeschlagene Einführung eines nEHS implementiert aus Sicht des VKU ein unverhältnismäßig komplexes und bürokratisches System, welches aufgrund der vorgeschlagenen Festpreise zu Beginn zudem auch nicht den zentralen Vorteil einer Mengensteuerung erfüllt (garantiertes Erreichen der Emissionsminderungsziele).

Laut Gesetzentwurf sollen in den nEHS Unternehmen als Verantwortliche einbezogen werden, die Brennstoffe in Verkehr bringen (sog. „upstream-ETS“). Zur Teilnahme werden die Unternehmen verpflichtet, für die im Energiesteuerrecht brennstoffspezifisch die Steuerpflicht begründet ist. Das sind bei Erdgas die Lieferanten an Endkunden.

Im Rahmen des nun vorgeschlagenen nEHS sehen sich Vertriebe von Erdgaslieferanten als Verantwortliche nun vielfältigen neuen Verpflichtungen gegenüber: Neben der Erstellung eines Überwachungsplans für die Ermittlung von Brennstoffemissionen innerhalb einer Handelsperiode müssen diese jährlich ermittelt und dem Umweltbundesamt berichtet sowie entsprechende Emissionszertifikate beschafft und jährlich abgegeben werden.

Hinzu kommt die notwendige und unabhängige Prüfung der Berichte durch eine Prüfstelle, wo entsprechende Kapazitäten erst noch aufzubauen sind. Im Hinblick auf die von uns vorgeschlagene Anpassung der Energiesteuersätze ist die Lösung eines nEHS deutlich aufwendiger, insbesondere für mittlere und kleinere Erdgaslieferanten, die noch keine Erfahrungen im EU-ETS besitzen. Zudem gibt es auch im ETS eine Untergrenze von 20 MW. Eine solche Untergrenze ist im BEHG bisher nicht enthalten, sollte jedoch ergänzt werden.

Zwar sind im jetzigen Vorschlag bereits Möglichkeiten der Vereinfachung dieser Pflichten angelegt, bspw. durch Einreichung eines vereinfachten Überwachungsplanes und die Anwendung standardisierter Emissionsfaktoren. Bei der weiteren Umsetzung des Gesetzentwurfs sowie der weiteren Vorschriften sollte jedoch unbedingt darauf geachtet werden, dass entsprechende Vorschriften möglichst verwaltungsarm ausgestaltet werden. Auch hier kann der Aufwand für kommunale Erdgaslieferanten endgültig erst nach Ausgestaltung der konkreten Berichtspflichten abgeschätzt werden. Daher sollten zentrale Berichtspflichten bereits im Gesetz selbst geregelt werden und nicht erst in einer Verordnung.

Ebenfalls darf die geplante CO<sub>2</sub>-Bepreisung nicht in letzter Konsequenz zu einer Einsparvorgabe einzelner Erdgaslieferanten führen. Grund hierfür ist, dass Erdgaslieferanten keinen Einfluss auf den Energieverbrauch ihrer Kunden haben. Sie sind damit die falschen Adressaten.

Außerdem sollte dringend der Zeitraum für die Berichterstattung geprüft werden. Hintergrund ist, dass bei Erdgaslieferanten das Gaswirtschaftsjahr vom 01.10. eines Jahres bis zum 01.10. des Folgejahres läuft. Wenn der Jahresbericht jedoch bis zum 31.07. des Folgejahres übermittelt werden muss, können Gaslieferanten nur bis zum 30.09. des vorangegangenen Jahres berichten. Daher sollte ein späterer Berichtszeitpunkt in Betracht gezogen werden.

## Ermittlung und Bericht über Brennstoffemissionen

### › § 7 Doppelbelastungen zwingend vermeiden, Planungssicherheit erhöhen

Zur zwingenden Vermeidung von Doppelbelastungen von Kraftwerken im ETS und im nEHS sowie zur Erhöhung der Planungssicherheit sollten Verantwortliche für Brennstoffmengen, die dem ETS unterliegenden Anlagen verwandt werden, vom Erwerb der entsprechenden Mengen an nEHS-Emissionszertifikaten befreit werden.

Laut Gesetzentwurf sollen Doppelbelastungen infolge des Einsatzes von Brennstoffen in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage vermieden werden.

Hierzu ist in § 7 Abs. 5 zwar eine Verordnungsermächtigung vorgesehen. Angesichts der Tragweite dieser Weichenstellung sollte eine solche Regelung unmittelbar im Gesetz vorgenommen werden. Ebenfalls sollte die Regelung so ausgestaltet werden, dass es bei bereits laufenden Planungen nicht zu Verunsicherungen und damit zu Verzögerungen kommt.

Der VKU regt daher an, in § 7 eine Regelung aufzunehmen, wonach der Verantwortliche für Brennstoffmengen, die dem ETS unterliegenden Anlagen verwandt werden, vom Erwerb der entsprechenden Mengen an nEHS-Emissionszertifikaten befreit wird.

### **Durch unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Preise im ETS und nEHS entstehen Wettbewerbsverzerrungen zwischen KWK-Anlagen.**

Dadurch, dass der CO<sub>2</sub>-Preis für Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen, die am europäischen Emissionshandel (EU-ETS) teilnehmen, gegenüber dem Preis im nEHS unterschiedlich sein wird, werden sich Wettbewerbsverzerrungen zwischen großen und kleinen KWK-Anlagen ergeben. Während KWK-Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW<sub>th</sub> dem EU-ETS unterliegen und somit den dortigen CO<sub>2</sub>-Preis zahlen, werden zukünftig kleinere KWK-Anlagen mit einer geringeren Wärmeleistung – wie bspw. BHKWs – am nationalen Emissionshandelssystem teilnehmen. Wenn der CO<sub>2</sub>-Preis im nEHS höher ist als im EU-ETS, stellt sich die am nEHS teilnehmende Anlage im Vergleich zur größeren KWK-Anlage im EU-ETS schlechter. Dieser Effekt verstärkt sich nochmals, wenn die KWK-Anlage im EU-ETS für die Wärmeproduktion eine kostenlose Zertifikatszuteilung erhält.

## Ausgabe und Veräußerung der Zertifikate

### › § 10 Emissionshandel bis 2025 als Steuer ausgestaltet und ab 2026 fehlen Kernbestandteile eines Handels in Gänze:

Durch den sehr niedrigen Einstiegspreis ist mit Öffnung des Preiskorridors ein sprunghafter Preisanstieg zu erwarten. Um dies zu verhindern, sollte mit einem höheren Festpreis gestartet werden. Zudem sollten im Gesetz bereits die Kernbestandteile eines ab 2026 stattfindenden Handels von Zertifikaten ausgestaltet werden, um Planungsunsicherheiten und zurückgehende Investitionen zu vermeiden.

Durch die aktuell vorgeschlagenen Festpreise der Einführungsphase erhöhen sich Kraft- und Brennstoffpreise im Verkehrs- bzw. Wärmesektor lediglich geringfügig: Im Jahr 2021 bewirkt der vorgeschlagene CO<sub>2</sub>-Festpreis in Höhe von 10 EUR/t CO<sub>2</sub> bei Benzin bzw. Diesel eine Erhöhung um 2,3 ct/kWh bzw. 2,6 ct/kWh und bei Erdgas bzw. Heizöl um 0,2 ct/kWh bzw. 0,3 ct/kWh. Erst die für das Ende der Einführungsphase angesetzten CO<sub>2</sub>-Festpreise in Höhe von 30 EUR/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2024 bzw. 35 EUR/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2025 liegen in einer Größenordnung, die auch in vielen dem Gesetzentwurf vorangegangenen Veröffentlichungen als sinnvolle Höhe zum Einstieg in eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung analysiert und empfohlen wurden (bspw. Gutachten des BMU oder des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung). Bei 35 EUR/t CO<sub>2</sub> würden sich dabei die Kosten für Benzin bzw. Diesel durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung um 8,1 ct/kWh bzw. 9,2 ct/kWh und für Erdgas und Heizöl um 0,7 ct/kWh bzw. 0,9 ct/kWh erhöhen. Ab diesem Preisniveau wird eine Lenkungswirkung erwartet.

Es kann daher davon ausgegangen werden, dass in den ersten Jahren der Einführung des nEHS keine ausreichende THG-Minderung erzielt werden kann. Sofern auch mit den weiteren von der Bundesregierung im Klimaschutzprogramm 2030 angekündigten Maßnahmen keine ausreichende THG-Minderungswirkung in den Sektoren Wärme und Verkehr erreicht wird, ist daher ab dem ersten Handelsjahr, also im Jahr 2026, ein starker Preisanstieg für Emissionszertifikate im nEHS zu erwarten.

Um die Obergrenze des Preiskorridors in Höhe von 60 EUR/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2026 durchzusetzen, werden aller Voraussicht nach weitere, über die gem. § 4 Abs. 1 des BEHG-Entwurfs in Einklang mit den europäischen Verpflichtungen festgelegten jährlichen Emissionsmengen hinausgehende, Zertifikate in Umlauf gebracht werden müssen. Aufgrund der in der Einführungsphase sowie im Jahr 2026 zu geringen CO<sub>2</sub>-Bepreisung und damit zu geringen Lenkungswirkung in den Sektoren Wärme und Verkehr besteht die Gefahr, dass das avisierte und ggü. der EU verbindliche THG-Minderungsziel nicht erreicht werden wird.

## **Marginale Entlastung der Stromverbraucher entfaltet keine ausreichenden Anreize zur Sektorenkopplung**

Zusätzlich zu dieser geringen Belastung fossiler Energieträger wird von der Bundesregierung im Klimaschutzprogramm 2030 vorgeschlagen, die EEG-Umlage im Jahr 2021 um 0,25 ct/kWh und in den darauffolgenden Jahren analog zur Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Bepreisungspfades zu reduzieren (2022: Reduktion um 0,5 ct/kWh, 2023: Reduktion um 0,625 ct/kWh und so weiter). Eine solch geringe Reduktion wird jedoch durch bereits heute abzusehende Steigerungen der EEG-Umlage in den nächsten Jahren teilweise kompensiert oder sogar überkompensiert werden: die von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelte EEG-Umlage für das Jahr 2020 etwa beträgt 6,756 ct/kWh und liegt damit bereits 0,351 ct/kWh höher als 2019.

Auf absehbare Zeit wird der Endverbraucherpreis Strom im Ergebnis entsprechend nicht bzw. nicht ausreichend entlastet und seine Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilen Energieträgern nicht gestärkt. Dem Vorschlag zur Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung der Bundesregierung fehlt damit insgesamt ein klarer Fahrplan zur umfassenden Reform der aktuellen Entgelte- und Umlagesystematik im Energiesektor, welche effektiv zukünftig notwendige Investitionen in Sektorenkopplungstechnologien anreizen kann. Durch einen höheren Einstiegspreis könnte eine stärkere Absenkung staatlich induzierter Strompreisbestandteile vorgenommen werden, was die Wettbewerbsfähigkeit strombasierter Technologien im Wärme- und Verkehrssektor entsprechend verbessern würde.

Im Zusammenhang mit der effektiven Endverbraucherbelastung sollte zudem auch darauf geachtet werden, dass im Rahmen von Härtefallregelungen für Unternehmen oder Entlastungen von Unternehmen, die von Carbon Leakage betroffen sein könnten, nicht zu viele Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung verloren gehen, die an anderer Stelle zur Finanzierung von Klimaschutzmaßnahmen oder zu Entlastungen von ärmeren Haushalten eingeplant sind.

## **Kompetenzen für Umweltbundesamt**

**› §§ 13 – 14 im Hinblick auf Verantwortlichkeiten und mögliche Ordnungswidrigkeiten sind Kompetenzen sehr weitreichend ausgestaltet:**

Im Gesetz sollte auf ein ausgewogenes Maß bezüglich Aufgaben und Kompetenzen des Umweltbundesamtes geachtet werden.

Es ist unverhältnismäßig, dass die Verantwortlichen dem Umweltbundesamt als zuständige Behörde u. a. unverzüglich Zutritt zu den Betriebsräumen oder Grundstücken zu gewähren haben. Die angelegten Kompetenzen sind sehr weitreichend und sollten

nur als letztes Mittel in Frage kommen. Gleiches gilt für das Auskunftsersuchen bei der Generalzolldirektion.

## Evaluierung und Erfahrungsberichte

### › § 23 Zeiträume für Evaluationen kürzer fassen und Ergebnisse des Emissionshandels in dessen Weiterentwicklung aufnehmen:

Die Evaluationszeiträume sollten gerade in der ersten Handelsperiode kürzer gefasst werden, um die erlangten Erfahrungen auch in die weitere Ausgestaltung und Weiterentwicklung des Handelssystems einfließen zu lassen.

In diesem Zusammenhang sollten auch die Zeitintervalle, in denen die Wirkung des Gesetzes evaluiert werden soll, deutlich gestrafft werden. Die Bundesregierung schlägt aktuell vor, das Gesetz nach dem Jahr 2024 lediglich alle vier Jahre zu evaluieren (vgl. § 23 Abs. 1). Wenn eine Evaluierung nach 2024 jedoch erst im Jahr 2028 stattfindet, ist mit einer konkreten Umsetzung der Änderungen nicht vor dem Jahr 2030 zu rechnen.

Somit könnten ab dem Jahr 2025 gewünschte und ggf. erforderliche Änderungen des Instruments erst zum Jahr 2030 wirksam werden. Des Weiteren stehen im Jahr 2024 erst die Erfahrungswerte und Jahresberichte der Verantwortlichen für die Jahre 2021 - 2023 als Datenbasis zur Verfügung. In diesen Jahren bestehen jedoch noch sehr niedrige Festpreise, sodass für die Bewertung über die Fortführung des Preiskorridors, welcher erst ab 2026 besteht, gar nicht ausreichend Erfahrungswerte zur Verfügung stehen können.

Aus Sicht des VKU ist daher eine Evaluierung des Gesetzes zumindest alle zwei Jahre notwendig, um zeitnahe Anpassungen der Festpreise bzw. der ggf. gesetzten Preiskorridore oder deren möglichst frühzeitige Auflösung und Einführung eines tatsächlich freien Handels zu ermöglichen.