



Brennstoffemissions- handelsgesetz

DIHK-Merkblatt zum BEHG

DIHK

Deutscher
Industrie- und Handelskammertag

 **Gemeinsam Nachhaltig**

Impressum

Redaktion und Ansprechpartner

DIHK Berlin

Dr. Sebastian Bolay
030-20308-2202
bolay.sebastian@dihk.de

Till Bullmann
030-20308-2206
bullmann.till@dihk.de

Jakob Flechtner
030-20308-2204
flechtner.jakob@dihk.de

Christian Gollnick
030-20308-2207
gollnick.christian@dihk.de

DIHK Brüssel

Julian Schorpp
+32 2 286 1635
schorpp.julian@dihk.de

Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V. (DIHK)

Bereich Energie, Umwelt, Industrie – Berlin

Herausgeber und Copyright

© Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V. (DIHK)
Postanschrift: 11052 Berlin | Hausanschrift: Breite Straße 29 | Berlin-Mitte
Telefon: 030 20308-0 | Telefax: 030 20308-1000

Alle Rechte liegen beim Herausgeber. Ein Nachdruck – auch auszugsweise – ist nur mit ausdrücklicher Genehmigung des Herausgebers gestattet.

DIHK Brüssel

19 A-D, Avenue des Arts | B-1000 Bruxelles
Telefon: +32-2-286-1611 | Telefax: +32-2-286-1605

@ info@dihk.de

www.dihk.de

Grafik

Friedemann Encke, DIHK

Bildnachweis

www.gettyimages.com

Stand

März 2020

Inhalt

Was wurde beschlossen?	4
Muss unser Unternehmen Zertifikate kaufen?	4
Welche Brennstoffe fallen unter den neuen Zertifikatehandel?	4
Unser Unternehmen nimmt schon am Europäischen Emissionshandel teil. Sind wir jetzt doppelt betroffen?	4
Mit welchen Kosten ist zu rechnen?	5
Gibt es Kompensationsmöglichkeiten?	6
Was bedeutet die geplante Senkung der EEG-Umlage?	7
Welche Pflichten entstehen für emissionshandelspflichtige Unternehmen?	7
Welche Strafen drohen bei Zuwiderhandlung? (§§ 20–22 BEHG)	7
Wie funktioniert der technische Ablauf? (§ 12 BEHG)	8
Was sind die nächsten Schritte?	8
Anhang: Verordnungsermächtigungen BEHG	9

Merkblatt: Fragen und Antworten zum Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)

Im Dezember 2019 wurde das „Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen“ (BEHG) verabschiedet. Die damit ab dem Jahr 2021 eingeführte CO₂-Bepreisung betrifft zumindest indirekt über die Energiepreise alle Unternehmen. Dieses Merkblatt bietet einen Überblick über die geplante Ausgestaltung, Preise und Kompensationsregelungen.

Hinweis: In diesem Merkblatt ist die politische Vereinbarung vom 15. Dezember 2019 für einen höheren CO₂-Preis berücksichtigt. Die im Bundestag bereits am 12. Dezember 2019 verabschiedete Fassung des Gesetzes (<http://www.gesetze-im-internet.de/behg/>) soll in diesem Punkt zeitnah angepasst werden. Viele Einzelheiten zur Ausgestaltung des Emissionshandels sind allerdings unklar und müssen in Rechtsverordnungen konkretisiert werden. Sobald Details vorliegen, wird dieses Dokument aktualisiert.

Was wurde beschlossen?

Die Einführung der CO₂-Bepreisung für Brennstoffe in Form eines nationalen Emissionszertifikatehandels ist das zentrale Instrument eines umfangreichen Maßnahmenpaketes der Bundesregierung zur Erreichung ihrer Klimaziele für 2030. Ziel ist es, einen finanziellen Anreiz zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen zu setzen. Unter den Zertifikatehandel fallen Emissionen fossiler Brennstoffe¹, die nicht über den europäischen Emissionshandel (EU-ETS) erfasst sind². Dies sind in erster Linie solche in den Bereichen Mobilität und Wärme, gleichermaßen bei Unternehmen und Haushalten.

Das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) startet 2021 zunächst mit einem jährlich steigenden Festpreis pro Tonne CO₂. Ab 2026 sollen CO₂-Zertifikate dann per Auktion versteigert werden. Für das Jahr 2026 ist dabei noch ein Preiskorridor mit Mindest- und Maximalpreis vorgesehen. Ob auch für die darauffolgenden Jahre ein Preiskorridor zur Anwendung kommen wird, ist noch nicht festgelegt (vgl. auch die Ausführungen zu Kosten).

Generell fehlen derzeit viele Detailregelungen. Im Gesetz sind insgesamt 14 Verordnungsermächtigungen enthalten (vgl. Anhang I). Diese betreffen beispielsweise die Festlegung der jährlichen Emissionsmengen, die Berichtspflichten, das Verhältnis von nEHS zum EU-ETS und die Regelungen zur Vermeidung von Nachteilen für besonders betroffene Unternehmen im internationalen Wettbewerb. Nach und nach werden durch sie einzelne Fragen geklärt – und vermutlich neue aufgeworfen.

Muss unser Unternehmen Zertifikate kaufen?

Anders als der EU-Emissionshandel verfolgt das nationale System in Anlehnung an das Energiesteuerrecht einen sogenannten „Upstream“-Ansatz: Diejenigen Unternehmen, die fossile Brennstoffe in Verkehr bringen oder liefern, sind verpflichtet Zertifikate zu kaufen, nicht aber die Verbraucher von Brennstoffen. Bei Erdgas sind die Lieferanten auf der letzten Handelsstufe verpflichtet, die das Erdgas dem verbrauchenden Unternehmen oder Letztverbraucher liefern. Bei Mineralölprodukten sind die Inverkehrbringer auf der ersten Handelsstufe verpflichtet, sprich die Produzenten oder Importeure. Nach Schätzung der Bundesregierung werden insgesamt etwa 4.000 Unternehmen am Zertifikatehandel teilnehmen. Als reiner Energieverbraucher müssen Sie selbst also keine Zertifikate erwerben.

Aber: Auch wenn Ihr Unternehmen selbst keine Zertifikate erwerben muss, die Kosten für die Zertifikate zahlen Sie über die Preise für Erdgas, Diesel, Benzin usw. mit.

¹ Fossile Brennstoffe sind in Millionen von Jahren durch den Abbau von toten Pflanzen und Tieren entstanden. Zu den wichtigsten Arten gehören Kohle, Erdgas und Erdöl.

² Ausgenommen ist allerdings die Landwirtschaft.

³ bzw. Kohlendioxidäquivalente für Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFC) und Schwefelhexafluorid (SF₆).

⁴ Emissionsbericht nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes.

Welche Brennstoffe fallen unter den neuen Zertifikatehandel?

Grundsätzlich unterliegen alle Brennstoffe, die auch nach dem Energiesteuerrecht (§ 1 Abs. 2 und 3 EnergieStG) erfasst sind, dem Zertifikatehandel (Anlage 1 BEHG). Die für die einzelnen Brennstoffe erforderliche Zertifikatsmenge bestimmt sich nach der Menge an Kohlendioxid³, das bei ihrer Verbrennung freigesetzt wird.

Für die ersten zwei Jahre ab Einführung des nEHS ist die Berichts- und damit auch die Abgabepflicht jedoch zunächst auf das Inverkehrbringen der Hauptbrennstoffe (Ottokraftstoffe, Diesel, Erdgas, Heizöl) beschränkt.

Zu den Brennstoffen, die anfangs noch nicht unter das nEHS fallen, zählt insbesondere die Kohle. Allerdings ist der überwiegende Teil des Kohleverbrauchs in Deutschland bereits über die Stromerzeugung im EU-ETS erfasst (Kohlekraftwerke).

Unser Unternehmen nimmt schon am Europäischen Emissionshandel teil. Sind wir jetzt doppelt betroffen?

Das Gesetz sieht vor, dass es beim Einsatz von Brennstoffen in Anlagen, die bereits dem europäischen Emissionshandel (EU-ETS) unterliegen, keine Doppelbelastung geben soll (§ 7 Abs. 5 BEHG). Dies soll vorzugsweise so ausgestaltet werden, dass der nationale CO₂-Preis gar nicht erst für den Brennstoffverbrauch der ETS-Anlage anfällt. Dafür muss die Menge an Brennstoffemissionen der ETS-Anlagen schon beim Verpflichteten (im Fall von Erdgas der Lieferant) von der von ihm zu erwerbenden Zertifikatsmenge abgezogen werden können.

Ob dies in der Praxis immer reibungslos funktioniert, wird sich erst noch zeigen. Der EU-ETS-Anlagenbetreiber muss seinem Lieferanten bereits vor der Lieferung glaubhaft darlegen können, wieviel Brennstoff er in der Zukunft in einer Anlage verbrauchen wird und dass diese Anlage dem EU-ETS unterliegt. Nur den in dieser Anlage verbrauchten Brennstoff kann der Lieferant dann direkt zu einem günstigeren Preis (ohne CO₂-Bepreisung) anbieten. Nach Lieferung ist der Lieferant darauf angewiesen, dass ihm sein Abnehmer nachweist, dass er für die erfolgten Emissionen die erforderlichen EU-ETS-Zertifikate eingebracht hat. Dieser Nachweis erfolgt erst im Jahr nach der Lieferung über den ETS-Emissionsbericht⁴.

Eine solche ex ante Vermeidung einer Doppelbelastung funktioniert allerdings nur, wenn zwischen dem Verbraucher und dem Verpflichteten eine direkte Lieferbeziehung besteht. Das ist bei Erdgas als Brennstoff zumeist der Fall.

Für Fälle, in denen eine Doppelbelastung im Vorhinein nicht vermieden werden kann, soll nachträglich (ex-post) eine vollständige finanzielle Kompensation erfolgen (§ 11 Abs. 2 BEHG). Näheres ist in einer Rechtsverordnung zu klären.

Mit welchen Kosten ist zu rechnen?

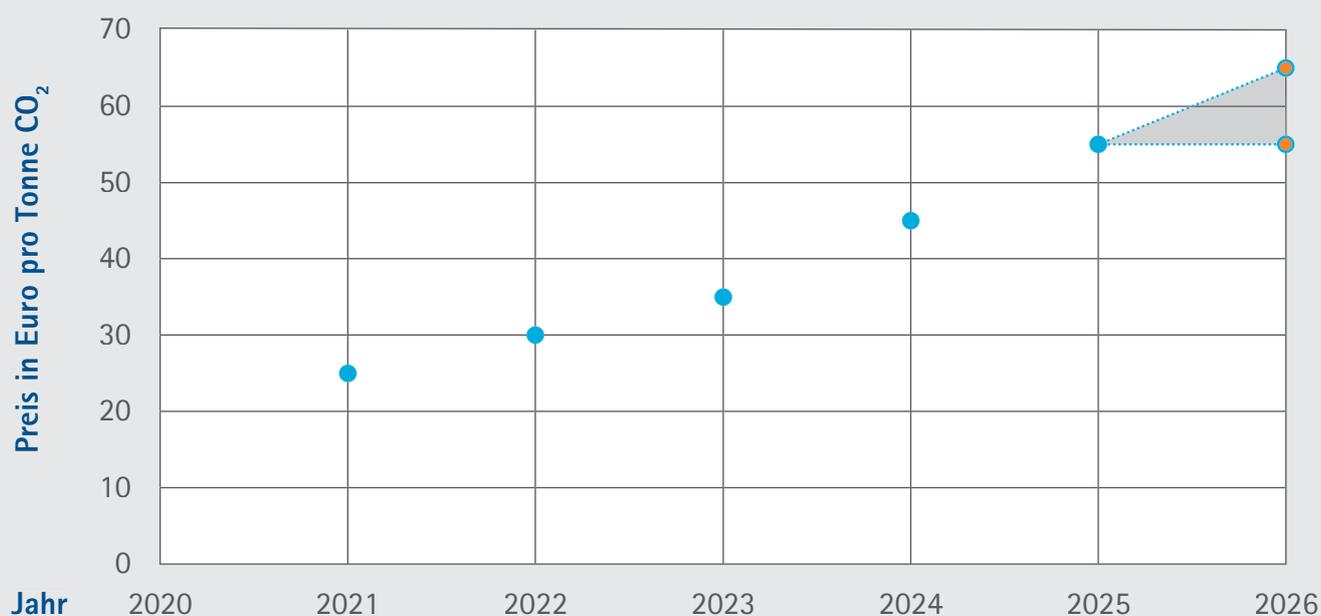
In der Einführungsphase (2021 bis 2025) werden die Zertifikate zu einem Festpreis verkauft. Zum Start der CO₂-Bepreisung Anfang 2021 ist ein Preis von 25 Euro / tCO₂ vorgesehen, dieser steigt bis 2025 auf 55 Euro / tCO₂⁵.

Ab 2026 sollen Emissionsrechte dann per Auktion versteigert werden, wobei ein Preiskorridor mit einem Mindestpreis von 55 Euro und einem Höchstpreis von 65 Euro pro Emissionszertifikat festgelegt wurde. Ob auch in den Folgejahren ein Preiskorridor vorgegeben wird, ist noch nicht entschieden.

Übersicht CO₂-Preis 2021 bis 2025



Jahr	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CO ₂ -Preis in Euro pro Tonne	25	30	35	45	55	Korridor 55 bis 65



⁵ Im BEHG stehen aktuell noch die ursprünglich vorgesehenen niedrigeren Preise beginnend mit 10 Euro / tCO₂ im Jahr 2021. In einem Kompromiss von Bund und Ländern zum Klimapaket vom 18. Dezember 2019 wurden höhere Preise vereinbart, die bislang aber noch nicht gesetzlich festgeschrieben sind.

Preiseffekte der CO₂-Bepreisung auf Hauptbrennstoffe



Energieträger	2021	2022	2023	2024	2025; Mindestpreis 2026	2026 Höchstpreis
Heizöl (leicht) in ct/l	6,5	7,7	9,0	11,6	14,2	16,8
Erdgas in in ct/kWh	0,5	0,6	0,7	0,9	1,1	1,3
Diesel in in ct/l	6,5	7,7	9,0	11,6	14,2	16,8
Benzin in in ct/l	5,6	6,7	7,8	10,1	12,3	14,5

Aus den genannten CO₂-Preisen ergeben sich für die Hauptbrennstoffe folgende Preissteigerungen (netto) unter Berücksichtigung der aktuellen Emissionsfaktoren der Energieträger.

Im Fall von Diesel beispielsweise liegt der aktuelle Preis bei 1,22 Euro/l (brutto, 3.2.2020). Darin enthalten sind Mehrwertsteuern in Höhe von 19,5 ct und Energiesteuern in Höhe von 47,07 ct. Bei einem CO₂-Preis von 25 Euro/t (2021) ergibt sich für Diesel ein Preisaufschlag von 6,5 ct/l (netto) bzw. 7,7 ct/l inkl. Mehrwertsteuer. Bei einem CO₂-Preis von 55 Euro/t beträgt der Preisaufschlag 14,2 ct/l (netto) bzw. 16,9 ct/l inkl. Mehrwertsteuer.

Den Kostenaufschlägen gegenüber steht eine geplante Senkung der EEG-Umlage auf Strom (vgl. nächste Frage). Mit dem CO₂-Preisrechner der IHK-Organisation können Sie für Ihr Unternehmen die Veränderung der Energiekosten abschätzen.

Der Rechner ist unter folgendem Link abrufbar:

www.ihk.de/CO2-preisrechner



Gibt es Kompensationsmöglichkeiten?

Ja, allerdings ist die konkrete Ausgestaltung noch völlig offen. Vorgesehen sind eine Härtefallregelung (§ 11 Abs. 1 BEHG), eine Regelung zur Erstattung einer Doppelbelastung von Anlagen, die auch im EU-ETS sind und nicht im Vorhinein bereits vermieden werden können (§ 11 Abs. 2 BEHG, vgl. oben „Unser Unternehmen nimmt schon am Europäischen Emissionshandel teil. Sind wir jetzt doppelt betroffen?“) und eine Entlastung zur Vermeidung von Carbon Leakage (§ 11 Abs. 3 BEHG).

§ 11 Abs. 1 BEHG sieht eine Härtefallregelung für ganz besonders betroffene Unternehmen vor, vergleichbar zum Cap und Super Cap bei der Besonderen Ausgleichsregelung nach dem EEG. Die Härtefallregelung soll lediglich in Ausnahmefällen greifen. Von einem Härtefall ist nach dem BEHG in der Regel nur dann auszugehen, wenn die Brennstoffkosten eines Unternehmens mehr als 20 Prozent der betriebswirtschaftlichen Gesamtkosten ausmachen oder wenn der Anteil der Zusatzkosten durch die Einführung des Brennstoffemissionshandels an der Bruttowertschöpfung mehr als 20 Prozent beträgt. Der Umfang der Kompensation soll so ausgestaltet sein, dass unzumutbare Härten vermieden werden. Näheres soll in einer Rechtsverordnung geregelt werden.

Nach § 11 Abs. 2 BEHG sollen Unternehmen mit Anlagen im EU-ETS, für die eine Ausnahme von der Verpflichtung zum Kauf von nEHS-Zertifikaten (vgl. ex ante Entlastung nach § 7 Abs. 5 BEHG) nicht möglich ist, nachträglich (ex-post) eine Kompensation erhalten. Dies kann bei Nutzung von anderen Energieträgern als Erdgas in EU-ETS-Anlagen der Fall sein. In diesen Fällen besteht zumeist keine direkte Lieferbeziehung zwischen dem nEHS-Verpflichteten und dem Energieverbraucher und damit keine Möglichkeit einer vertraglichen Ausgestaltung der Lieferung ohne CO₂-Bepreisung. Auch hier bedarf es noch einer konkretisierenden Rechtsverordnung.

Nach § 11 Abs. 3 BEHG ist eine Kompensation für betroffene Unternehmen auch zur Vermeidung von Carbon-Leakage (Verlagerung der Produktion in Länder mit weniger strengen Emissionsauflagen) und zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit vorgesehen. Dies soll allerdings vornehmlich an die Unter-

stützung klimafreundlicher Investitionen geknüpft sein. Auch dafür ist eine Rechtsverordnung vorgesehen.

Was bedeutet die geplante Senkung der EEG-Umlage?

Als eine für alle Verbraucher wirksame Entlastung im Gegenzug für die Einführung der CO₂-Bepreisung ist eine Reduzierung der EEG-Umlage angekündigt. Die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung sollen teilweise in die Finanzierung der EEG-Umlage fließen und den Strompreis senken.

In welchem Umfang die EEG-Umlage in den kommenden Jahren durch die Einnahmen aus dem BEHG sinken und wann dies gesetzlich beschlossen wird, ist allerdings noch unklar. Möglicherweise werden die erforderlichen Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen im Zuge der für 2020 geplanten EEG-Novelle umgesetzt. Vermutlich wird diese Teilfinanzierung aus dem Bundeshaushalt von der europäischen Kommission genehmigt werden müssen.

In der politischen Bund-Länder-Vereinbarung vom 15. Dezember 2019 wurde ein höherer Einstieg in die CO₂-Bepreisung vereinbart als kurz zuvor vom Bundestag im Gesetzgebungsverfahren zum BEHG verabschiedet. Nach dieser Vereinbarung soll die Anhebung des CO₂-Preises, im Jahr 2021 beispielsweise von 10 auf 25 Euro pro Tonne, vollständig in die Senkung der EEG-Umlage fließen. Im Jahr 2021 sollte die Entlastung demnach mindestens 5 Mrd. Euro (ca. 1,3 Cent/kWh) sein. Ob der Endkundenpreis dann tatsächlich sinkt, hängt auch davon ab, wie sich andere Strompreisbestandteile wie Netzentgelte und Beschaffungskosten entwickeln.

Für bestimmte Unternehmen, die als besonders energieintensive Unternehmen bislang die Besondere Ausgleichsregelung des EEG (BesAR) wahrnehmen, besteht zudem ein Risiko höherer Strompreise. Denn: Eine Senkung der EEG-Umlage kann dazu führen, dass sie die erforderlichen Schwellenwerte für den Anteil der Stromkosten an ihrer Bruttowertschöpfung nicht mehr erreichen und damit aus der BesAR herausfallen bzw. Cap oder Super Cap nicht mehr in Anspruch nehmen können.

Welche Pflichten entstehen für emissionshandelspflichtige Unternehmen?

- **Erstellen eines Überwachungsplans nach § 6:**
Die Verantwortlichen müssen einen (ggf. vereinfachten) Überwachungsplan für die Ermittlung der Emissionen aus den von ihnen verkauften Brennstoffen bei der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt einreichen und genehmigen lassen. Ein vereinfachter Überwachungsplan kann genutzt werden, wenn zur Ermittlung der Brennstoffemissionen ausschließlich Standardemissionsfaktoren verwendet werden. Diese Standardemissionsfaktoren wurden im BEHG nicht festgelegt und müssen erst noch in einer Rechtsverordnung konkretisiert

werden. Auch bleibt unklar, ob sie regelmäßig von der Bundesregierung evaluiert und angepasst werden sollen. Der Überwachungsplan muss einmal pro Handelsperiode, also zunächst nur für die Periode 2021 bis 2030, erstellt und vorgelegt werden.

- **Erstellen eines Brennstoffemissionsberichts nach § 7:**
Der Ausstoß von Brennstoffemissionen muss in jedem Kalenderjahr ab 2021 ermittelt und dokumentiert werden. Eine unabhängige, sachverständige Prüfstelle muss das Ergebnis verifizieren. Bis zum 31. Juli des Folgejahres haben die Verantwortlichen Zeit an die DEHSt zu berichten. Für die ersten beiden Jahre – 2021 und 2022 – ist die Berichts- und Abgabepflicht erst einmal nur auf das Inverkehrbringen der Hauptbrennstoffe beschränkt (Ottokraftstoffe, Diesel, Erdgas, Heizöl). Weitere Details an die Anforderungen der Berichterstattung, wie z. B. die Festlegung der Standardwerte für Emissionsfaktoren, müssen erst noch in einer Rechtsverordnung festgelegt werden.
- **Rückgabe von Emissionszertifikaten nach § 8:**
Die erworbenen Emissionszertifikate müssen in der entsprechenden Höhe der verkauften Brennstoffe abgegeben werden. Bis zum 30. September eines jeden Jahres hat der Verantwortliche Zeit, diejenigen Emissionszertifikate abzugeben, die der Gesamtmenge an Brennstoffemissionen aus dem Vorjahr entsprechen und im Emissionsbericht festgehalten wurden.
- **Überwachungsrechte nach § 14:**
Um die Richtigkeit gemachter Angaben in der Emissionsberichterstattung zu überprüfen muss der zuständigen Behörde und deren Beauftragten Zutritt zu den Betriebsräumen und Grundstücken innerhalb der Geschäftszeiten eingeräumt werden. Außerdem müssen Auskünfte erteilt und Unterlagen vorgelegt werden, die zur Überprüfung erforderlich sind.
- **Änderung der Identität oder Rechtsform nach § 18:**
Änderungen der Rechtsform oder der Identität, bspw. bei einer Betriebsübernahme, müssen der zuständigen Behörde mitgeteilt werden. Dasselbe gilt bei Eröffnung eines Insolvenzverfahrens.
- **Registerkonto nach § 12:**
Es entsteht die Pflicht zur Einrichtung und Führung eines elektronischen Registerkontos nach § 12 (ausführlicher unter „Wie funktioniert der technische Ablauf?“).

Welche Strafen drohen bei Zuwiderhandlung? (§§ 20–22 BEHG)

Sollte gegen die genannten Pflichten verstoßen werden, drohen folgende Strafen:

- Wenn der Brennstoffemissionsbericht nicht bis zum 31. Juli eines Jahres vorliegt, wird der Zugang zum nationalen Emissionshandelsregister gesperrt. Außerdem droht ein Bußgeld von bis zu 500.000 Euro bei vorsätzlichem Handeln. Im Falle von Fahrlässigkeit droht eine Strafzahlung in Höhe von bis zu 50.000 Euro.

- Sollten die benötigten Emissionszertifikate nicht fristgerecht oder nur teilweise abgegeben werden, entspricht die Zahlungspflicht

in der Einführungsphase (2021 bis 2025) dem Doppelten des Festpreises,

ab 2026 100 Euro pro Tonne CO₂, jeweils angepasst an dem Anstieg des Europäischen Verbraucherpreisindex für das Berichtsjahr gegenüber dem Bezugsjahr 2012.

- Bei einem fehlerhaften Brennstoffemissionsbericht wird die zurechenbare Menge an Brennstoffemissionen geschätzt. Auf Grundlage dieser Schätzung müssen Emissionszertifikate erworben und fristgerecht abgegeben werden.
- Bei Verfehlungen im Überwachungsplan, bei behördlichen Untersuchungsmaßnahmen, gegen eine Verordnung nach § 11 Absatz 1 sowie bei einer versäumten Anzeige eines Betreiberwechsels oder Insolvenz, können Geldbußen in Höhe von bis zu 50.000 Euro verhängt werden.

Wie funktioniert der technische Ablauf? (§ 12 BEHG)

Für das nationale Emissionshandelsregister wird eine elektronische Datenbank geschaffen, in der die Ausgabe, der Besitz, die Übertragung und Löschung von Emissionszertifikaten registriert wird. Ein Transaktionsprotokoll überwacht sämtliche Vorgänge.

Der Zugang erfolgt über Konten, wobei zwischen zwei verschiedenen Typen unterschieden wird:

- 1.) Verantwortliche erhalten ein Konto, in dem die Ausgabe, der Besitz, die Übertragung und die Abgabe von Emissionszertifikaten dokumentiert wird.
- 2.) Sonstige Personen müssen erst einen Kontozugang beantragen. Anschließend werden auch für diese Personengruppen der Besitz von Emissionszertifikaten verzeichnet sowie der Handel von Emissionszertifikaten mit Dritten ermöglicht.

Weitere Details zur Einrichtung, zum Betrieb und zur Führung des Emissionshandelsregisters werden erst noch in einer Rechtsverordnung konkretisiert.

Was sind die nächsten Schritte?

Zunächst wird der Gesetzgeber die Kompromisse aus dem Vermittlungsausschuss, also die erhöhten CO₂-Festpreise, in das bisherige BEHG einarbeiten. Damit ist im Frühjahr 2020 zu rechnen.

Zudem müssen die insgesamt 14 Verordnungsermächtigungen im BEHG zur Konkretisierung des Rechtsrahmens umgesetzt werden. Lediglich bei der Verordnungsermächtigung zur Freistellung von der Berichtspflicht in Fällen von Doppelerfassun-

gen mit dem EU-ETS wird dafür konkret das Jahr 2021 genannt. Für den Start des nEHS Anfang 2021 ist aber in jedem Fall der Erlass weiterer vorgesehener Rechtsverordnungen erforderlich.

Fraglich ist, ob die Rechtsverordnungen zur Konkretisierung der Kompensationsmöglichkeiten bei Härtefällen und bei Carbon Leakage noch vor dem Start des nEHS erlassen werden oder erst rückwirkend Wirkung entfalten.

Bei Änderungen oder der Bekanntgabe zu weiteren Details werden wir dieses Dokument laufend aktualisieren.

Hinweis: Obwohl die Informationen zu diesem Merkblatt sorgfältig recherchiert wurden, kann für die inhaltliche Richtigkeit keine Haftung übernommen werden.

Anhang: Verordnungsermächtigungen BEHG

Nur für die Rechtsverordnungen zum Ausgleich von Doppelbelastungen aus EU-ETS und nEHS (§ 11 Abs. 2 BEHG) sowie zur Kompensation zum Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit (§ 11 Abs. 3 BEHG) sehen die Verordnungsermächtigungen eine Beteiligung des Bundestages vor.

Nr.	Paragraf	Frist
1 und 2	<p>§ 4 Jährliche Emissionsmengen Grundlage für die Einrichtung des nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) ist Festlegung einer begrenzten Emissionsmenge für jedes Jahr der Handelsperiode. Diese jährliche Emissionsmenge wird abgeleitet aus den jährlichen Emissionszuweisungen für Deutschland nach der EU-Klimaschutzverordnung.</p> <p>Die Bundesregierung wird ermächtigt zur:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Festlegung der jährlichen Menge an Brennstoffemissionen (Abs. 2), • Erhöhung der jährlichen Emissionsmenge um diejenigen Emissionen, die sowohl im EU-ETS als auch im nEHS erfasst werden, um Doppelzählungen zu vermeiden (Abs. 4). 	
3	<p>§ 5 Flexibilisierungsinstrumente nach der EU-Klimaschutzverordnung In der Einführungsphase von 2021 bis 2025 mit fixen jährlichen CO₂-Preisen ist die Zertifikatmenge noch nicht begrenzt. Im Ergebnis kann es dazu kommen, dass die vorgesehene Jahresemissionsmenge überschritten wird. Auch im Zeitraum der Anwendung eines Preiskorridors kann es zur Überschreitung kommen. In diesen Fällen kommen die Flexibilisierungsinstrumente nach der EU-Klimaschutzverordnung zur Anwendung.</p> <p>Die Bundesregierung wird ermächtigt (Abs. 2) zur:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Festlegung der Einzelheiten zur Berechnung des zusätzlichen Bedarfs an Emissionszuweisungen aus anderen Sektoren oder Mitgliedstaaten. 	
4	<p>§ 6 Überwachungsplan Die Verantwortlichen müssen für jede Handelsperiode einen (ggf. vereinfachten) Überwachungsplan für die Ermittlung und Berichterstattung über Emissionen aus den von Ihnen in den Verkehr gebrachten Brennstoffen bei der zuständigen Behörde einreichen und genehmigen lassen.</p> <p>Die Bundesregierung wird ermächtigt (Abs. 5) zur:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Festlegung der Mindestanforderungen an den Überwachungsplan oder vereinfachten Überwachungsplan, • Festlegung der Fristen zur Einreichung des Überwachungsplans. 	
5 und 6	<p>§ 7 Ermittlung und Bericht über Brennstoffemissionen Die Verantwortlichen müssen über die Emissionen der in Verkehr gebrachten Brennstoffe bis zum 31. Juli des Folgejahres berichten. Der Bericht ist durch eine Prüfstelle zu verifizieren.</p> <p>Die Bundesregierung wird ermächtigt (Abs. 4) zur Festlegung der Anforderungen an:</p> <ul style="list-style-type: none"> • die Ermittlung der Brennstoffemissionen und • die Berichterstattung. <p>Emissionen aus dem Einsatz von Brennstoffen in Anlagen, die bereits dem EU-ETS unterliegen, sollen möglichst vorab (ex ante) aus der jährlichen Emissionsmenge herausgenommen werden, um Doppelbelastungen direkt zu vermeiden.</p> <p>Die Bundesregierung wird ermächtigt (Abs. 5) zur Festlegung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • von Anforderungen und Verfahren zum Abzug von Brennstoffemissionen aus Anlagen, die dem EU-ETS unterliegen, von den zu berichtenden Brennstoffemissionen. 	31.12.2020
7	<p>§ 9 Emissionszertifikate Emissionszertifikate werden mit dem Kalenderjahr ihrer Ausgabe und der Handelsperiode gekennzeichnet. Sie sind ab dem ersten Kalenderjahr der Handelsperiode gültig. Emissionszertifikate der Einführungsphase sind allerdings nur für das Kalenderjahr ihrer Ausgabe und für das Vorjahr gültig. Auch für die Dauer der Anwendung eines Preiskorridors soll die Gültigkeit der ausgegebenen Zertifikate eingeschränkt werden können.</p> <p>Die Bundesregierung wird ermächtigt (Abs. 1) für die Dauer der Anwendung des Preiskorridors:</p> <ul style="list-style-type: none"> • die Gültigkeit der Emissionszertifikate zu beschränken. 	

Nr.	Paragraf	Frist
8	<p>§ 10 Veräußerung von Emissionszertifikaten Die Emissionszertifikate werden in der Einführungsphase (2021 bis 2025) zu Festpreisen verkauft und ab 2026 versteigert.</p> <p>Die Bundesregierung wird ermächtigt (Abs. 3) zur Festlegung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • von Verfahren und Einzelheiten zum Verkauf von Zertifikaten zu Festpreisen, • des Verfahrens zur Versteigerung von Zertifikaten, • der zuständigen Stelle. 	
9, 10 und 11	<p>§ 11 Ausgleich indirekter Belastungen Für die aus der CO₂-Bepreisung indirekt bei Unternehmen entstehenden Belastungen sind in bestimmten, schwerwiegenden Fällen ein Ausgleich vorgesehen:</p> <p>Die Bundesregierung wird ermächtigt:</p> <ul style="list-style-type: none"> • zur Festlegung von Einzelheiten zur Antragstellung, Nachweisen und Schwellenwerten für die finanzielle Kompensation in Fällen unzumutbarer Härte (Abs. 1). Die Härtefallregelung soll greifen, wenn die Zusatzkosten durch die CO₂-Bepreisung mehr als 20 Prozent der betriebswirtschaftlichen Gesamtkosten oder der Bruttowertschöpfung eines Unternehmens ausmachen. • zur Festlegung von Einzelheiten über die vollständige finanzielle Kompensation der Doppelbelastung von Emissionen, die bereits im EU-ETS erfasst sind (Abs. 2). Die Rechtsverordnung bedarf der Zustimmung des Bundestages. • zur Regelung von Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon-Leakage und zum Erhalt der EU-weiten und internationalen Wettbewerbsfähigkeit betroffener Unternehmen (Abs. 3). Die Maßnahmen sollen vorrangig durch finanzielle Unterstützung für klimafreundliche Investitionen erfolgen. Die Rechtsverordnung bedarf der Zustimmung des Bundestages 	
12	<p>§ 12 Nationales Emissionshandelsregister Die zuständige Behörde wird ein nationales Emissionshandelsregister führen, das Konten für die Zertifikate und Verfügungsbeschränkungen umfasst.</p> <p>Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit wird ermächtigt (Abs. 5) zur Festlegung der Einzelheiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> • zur Einrichtung, • zum Betrieb und • zur Führung des Emissionshandelsregisters. 	
13	<p>§ 14 Überwachung, Datenübermittlung Teil der Überwachung der Durchführung des nationalen Brennstoff-Emissionshandels ist die mögliche Übermittlung von Daten, die die Generalzolldirektion im Rahmen des Besteuerungsverfahrens nach dem Energiesteuergesetz erfasst hat, an die zuständige Behörde.</p> <p>Die Bundesregierung wird ermächtigt (Abs. 4) Einzelheiten zur Datenübermittlung zu regeln, insbesondere über:</p> <ul style="list-style-type: none"> • den Umfang und die Form der erforderlichen Daten, • die Festlegungen zur Auskunftsfrequenz und zur Bearbeitungsfrist, • die Anforderung an das Verfahren zur Datenübermittlung. 	
14	<p>§ 15 Prüfstellen Die Verantwortlichen sind zur Erstellung von Emissionsberichten verpflichtet. Diese müssen verifiziert werden. Zur Prüfung berechtigt sind bestimmte akkreditierte Prüfstellen und Umweltgutachter.</p> <p>Die Bundesregierung wird ermächtigt (Abs. 2) darüber hinaus:</p> <ul style="list-style-type: none"> • weitere sachverständige Stellen oder Berufsgruppen zu Berechtigung zur Prüfung von Emissionsberichten zu erteilen. 	