



VEREINIGUNG DER HESSISCHEN
UNTERNEHMERVERBÄNDE

**Position des VhU-Energieausschusses
zum nationalen Brennstoffemissionshandelssystem**

**Klimaschutz geht wirksamer!
Nationaler CO₂-Deckel für Wärme und Verkehr mit
verbindlichem Reduktionspfad ohne Fixpreise**

Version 3.0, Stand: 13. November 2020

Inhalt

Zusammenfassung	1
1. Ausgangslage	2
2. Problembeschreibung	2
3. Unternehmensbeispiele	3
4. Was ist zu tun?	5
A. Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)	5
A.1.nEHS vollständig in Cap-and-Trade-System mit Mengenreduzierung und marktbasierter Preisbildung überführen	5
B. Berichterstattungsverordnung (BeV 2022)	6
B.1 Vorab-Befreiung für EU-ETS-Anlagen, um Doppelbelastung zu vermeiden – auch bei komplexen Lieferkonstellationen	6
B.2 Keine CO ₂ -Bepreisung für stofflich genutzte oder synthetisch hergestellte Kraft- und Brennstoffe	7
B.3 KfW-Kredite gefährden notwendige Entlastungen bei Energie und Strom.....	7
B.4 Unsicherheit für Lieferanten durch unbekanntem Einsatzzweck von gelieferten Brennstoffmengen beseitigen	8
C. Carbon Leakage Verordnung und weitere Kompensationsregelungen	9
C.1 Unternehmen wirksam vor Wettbewerbsnachteilen schützen	9
C.2 Carbon Leakage Schutz auf Lieferanten übertragen	10
C.3 Ausnahmetatbestand für kleinere Anlagen schaffen	11
C.4 Schwellenwert für Härtefall-Kompensationen auf 10% senken	11
C.5 Kostensteigerungen bei Fernwärme und weiteren Sekundärenergieträgern berücksichtigen und kompensieren.....	12



1 Zusammenfassung

2 Ab 2021 führt der Bund ein nationales Emissionshandelssystem für Brennstoff-
3 emissionen im Bereich Wärme und Verkehr ein. Erfasst werden die Emissionen aus
4 der Verbrennung fossiler Brenn- und Kraftstoffe. Die Menge an Zertifikaten und damit
5 des CO₂-Ausstoßes soll jährlich begrenzt und zur Einhaltung der Sektorziele nach
6 dem Bundesklimaschutzgesetz sowie der Minderungsverpflichtung nach der EU-
7 Klimaschutzverordnung von Jahr zu Jahr geringer werden.

8 Die Vereinigung der hessischen Unternehmerverbände (VhU) begrüßt die Einführung
9 des nationalen Brennstoffemissionshandelssystems. Das Brennstoffemissions-
10 handelsgesetz (BEHG) weist zwar noch einige handwerkliche Fehler auf, aber es
11 entspricht tendenziell der langjährigen Forderung der VhU nach einem CO₂-Deckel
12 für Benzin, Diesel, Heizöl und Erdgas.

13 Ein wesentliches Problem sind die bis mindestens 2026 festgelegten Fixpreise für
14 CO₂-Zertifikate, weil sie die Absenkung der Zertifikate-Menge verhindern. Damit
15 konterkarieren sie die ökologische Wirkung einer CO₂-Deckelung und machen
16 Klimaschutz unnötig teuer.

17 Die VhU fordert, die Fixpreise für CO₂-Zertifikate abzuschaffen und die Menge der
18 Zertifikate direkt im BEHG zu deckeln. Nur so entfaltet das Brennstoffemissions-
19 handelssystem als echtes „Cap-and-trade“-System seine volle ökologische Wirkung.

20 Zudem muss in den Verordnungen zum BEHG sichergestellt werden, dass es zu
21 keiner Doppelbelastung für Unternehmen kommt, deren Anlagen bereits dem EU-
22 weiten Emissionshandel unterliegen. Auch muss sichergestellt sein, dass nur die
23 Brennstoffmengen bepreist werden, die tatsächlich unter das Anwendungsgebiet des
24 BEHG fallen.

25 Der nationale CO₂-Preis stellt einen erheblichen internationalen Wettbewerbsnachteil
26 für kleine und mittlere Unternehmen dar.

27 Ohne entsprechende Kompensationsmaßnahmen führt die nationale CO₂-
28 Bepreisung zu einer weiteren Erhöhung der Energiekosten für die Industrie. Der
29 schon jetzt bestehende Wettbewerbsnachteil für heimische Unternehmen infolge der
30 hohen Stromkosten in Deutschland wird dadurch weiter verschärft und das Risiko
31 von Carbon Leakage, d.h. von Produktionsverlagerungen in Regionen mit weniger
32 strengen Klimaschutzvorgaben, erhöht. Daher braucht es eine breite Vorab-
33 Entlastung für diese Unternehmen.

34 In den drei aufgeführten Unternehmensbeispielen aus Hessen führt das nEHS
35 bereits im ersten Jahr 2021 zu Mehrkosten von bis zu 1.800 Euro pro Mitarbeiter. Im
36 Jahr 2025 steigen die Kosten auf bis zu 3.900 Euro pro Mitarbeiter. Bei einem
37 vorübergehenden Liquiditätsentzug im Fall einer erst nachträglichen Erstattung der
38 nationalen CO₂-Kosten für EU-ETS-Anlagen steigen die Kosten auf 2.700 Euro in
39 2021 bzw. 5.900 Euro in 2025 pro Mitarbeiter.



40 1. Ausgangslage

41 Gemäß des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) vom 12. Dezember 2019
42 führt der Bund ab 2021 ein nationales Emissionshandelssystem (nEHS) für
43 Brennstoffemissionen im Bereich Wärme und Verkehr ein. Erfasst werden die
44 Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brenn- und Kraftstoffe. In den Jahren 2021
45 und 2022 werden zunächst nur die Emissionen der Hauptbrennstoffe Ottokraftstoffe,
46 Diesel, Erdgas und Heizöl erfasst, ab 2023 kommen weitere Brennstoffe hinzu.
47 Teilnehmer am nEHS sind die Inverkehrbringer oder Lieferanten der Brenn- und
48 Kraftstoffe. Dies ist ein wichtiger Unterschied zum europäischen Emissions-
49 handelssystem (EU-ETS), das den CO₂-Ausstoß direkt bepreist. Das nEHS setzt
50 dagegen beim Inverkehrbringen fossiler Brennstoffe an, nicht am Ausstoß selbst.
51 Hintergrund ist, dass ein Bepreisen der Emissionen wie im EU-ETS in den Bereichen
52 Wärme und Verkehr aufgrund der Vielzahl an Emittenten nicht sinnvoll möglich ist.

53 Die Menge an Zertifikaten und damit des CO₂-Ausstoßes soll jährlich begrenzt und
54 zur Einhaltung der Sektorziele nach dem Bundesklimaschutzgesetz sowie der
55 Minderungsverpflichtung nach der EU-Klimaschutzverordnung von Jahr zu Jahr
56 geringer werden.

57 Der Preis für die CO₂-Emissionszertifikate ist bis mindestens 2026 gesetzlich
58 festgeschrieben. Im Dezember 2019 einigten sich Bund und Länder im
59 Vermittlungsausschuss auf einen Preis von 25 Euro pro Tonne CO₂ ab Januar 2021.
60 Danach steigt der CO₂-Preis schrittweise auf 55 Euro im Jahr 2025 an. Für das Jahr
61 2026 ist ein Preiskorridor zwischen 55 und 65 Euro vorgesehen. Diese Einigung
62 wurde durch eine Novellierung des BEHG umgesetzt. Einige Vorgaben aus dem
63 BEHG werden derzeit in Verordnungen konkretisiert, u.a. Regelungen zum Schutz
64 vor Carbon Leakage, zur Vermeidung von Doppelbelastungen für EU-ETS-Anlagen
65 und zum Ausgleich von indirekten Belastungen für Unternehmen.

66 2. Problembeschreibung

67 Ohne entsprechende Kompensationsmaßnahmen führt die nationale CO₂-
68 Bepreisung zu einer weiteren Erhöhung der Energiekosten für die Industrie. Der
69 schon jetzt bestehende Wettbewerbsnachteil für heimische Unternehmen infolge der
70 hohen Stromkosten in Deutschland wird dadurch weiter verschärft und das Risiko
71 von Carbon Leakage, d.h. von Produktionsverlagerungen in Regionen mit weniger
72 strengen Klimaschutzvorgaben, erhöht.

73 Nationales und europäisches Emissionshandelssystem folgen einer
74 unterschiedlichen Logik. Das EU-ETS bepreist den CO₂-Ausstoß und setzt damit
75 direkt bei Industrieanlagen und Kraftwerke als Emittenten an. Das nEHS bespreist
76 stattdessen das Inverkehrbringen fossiler Brennstoffe und setzt daher auf der ersten
77 Handelsstufe bei den Inverkehrbringern und Händlern an. Dadurch kommt es zu
78 einer doppelten Verpflichtung in beiden Emissionshandelssystemen: Unternehmen,
79 die am EU-ETS teilnehmen, müssen dort bspw. Zertifikate für die Verbrennung von
80 Gas erwerben. Gleichzeitig ist aber dasselbe Gas über das nEHS preislich belastet,
81 weil schon der Gashändler im nEHS ein nationales CO₂-Zertifikat kaufen musste und
82 diese Kosten über eine Preiserhöhung an seine Kunden weitergibt. Damit steigen
83 auch die Transportkosten, was zu einer Verteuerung der Lieferketten und damit zu
84 einem weiteren Standortnachteil insbesondere gegenüber europäischen
85 Wettbewerbern führt.



86 Je höher der Bedarf an Brenn- und Kraftstoffen, desto höher sind die zusätzlichen
87 Belastungen durch das nEHS. Besonders betroffen sind beispielsweise
88 Industriebranchen wie Chemie, Textil und Papier mit einem hohen Bedarf an
89 Prozesswärme, wo viel Brennstoff erforderlich ist.

90 **3. Unternehmensbeispiele**

91 Die zusätzlichen Belastungen treffen hessische Unternehmen quer durch alle
92 Branchen und unabhängig von ihrer Größe. Kleinere Familienbetriebe ohne EEG-
93 Umlageminderung sind ebenso mit Mehrkosten konfrontiert wie energieintensive
94 Unternehmen, die unter die sog. besondere Ausgleichsregelung des EEG fallen.

95 In den drei aufgeführten Unternehmensbeispielen führt das nEHS bereits im ersten
96 Jahr 2021 zu Mehrkosten von bis zu 1.800 Euro pro Mitarbeiter. Im Jahr 2025
97 steigen die Kosten auf bis zu 3.900 Euro pro Mitarbeiter. Bei einem
98 vorübergehenden Liquiditätsentzug im Fall einer erst nachträglichen Erstattung der
99 nationalen CO₂-Kosten für EU-ETS-Anlagen steigen die Kosten auf 2.700 Euro in
100 2021 bzw. 5.900 Euro in 2025 pro Mitarbeiter. Unternehmensbeispiel 3 unterstreicht
101 die Notwendigkeit, EU-ETS-Anlagen bereits vorab zu befreien.

102 Die von der Politik im Gegenzug beschlossene Deckelung bzw. Senkung der EEG-
103 Umlage gleicht diese Zusatzbelastung nicht aus. Entweder, weil die Unternehmen
104 bereits überwiegend von der EEG-Umlage befreit sind. Oder weil die zusätzlichen
105 Kosten nur geringfügig abgemildert werden. Beispielsweise würde im Fall eines
106 hessischen Textilveredlers die Senkung der EEG-Umlage um 0,256 Cent/kWh im
107 Jahr 2021 die zusätzlichen CO₂-Kosten lediglich um 3,4% senken. Gleichzeitig gilt es
108 zu bedenken, dass mit einem Anstieg anderer Strompreisbestandteile wie
109 Netzentgelte, KWK-Umlage etc. gerechnet werden muss.



VEREINIGUNG DER HESSISCHEN
UNTERNEHMERVERBÄNDE

Zusatzkosten bei Hauptbrennstoffen durch nationale CO₂-Bepreisung am Beispiel verschiedener Industrieunternehmen

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Unternehmen in Hessen (Originalzahlen)	1. Familienunternehmen aus Textilveredelungsbranche (Nicht-ETS-Anlagen)			2. KMU aus der Steine und Erden Industrie (Nicht-ETS-Anlagen)			3. Unternehmen aus der Stahlindustrie (ETS-Anlagen und Nicht-ETS-Anlagen)		
2		35 MA in Hessen 2,7 Mio. Euro Jahresumsatz Diesel: 10.000 Liter → 26,76 tCO ₂ Erdgas: 10 Mio. kWh → 1.820,45 tCO ₂ Heizöl: 30.000 Liter → 80,29 tCO ₂ Stromverbrauch: 641.629 kWh → keine EEG-Umlageminderung			80 MA in Hessen 8,5 Mio. Euro Jahresumsatz Diesel: 310.000 Liter → 829,65 tCO ₂ Erdgas: 26,5 Mio. kWh → 4.824,19 tCO ₂ Stromverbrauch: 3,7 Mio. kWh → keine EEG-Umlageminderung			1.300 MA in Hessen 337 Mio. Euro Jahresumsatz Diesel: 831.000 Liter → 2.223,99 tCO ₂ Erdgas: 178 Mio. kWh → 32.403,97 tCO ₂ (+EU-ETS: 572 Mio. kWh → 104.129,63 tCO ₂) Stromverbrauch: 321 Mio. kWh → Super-Cap: Volle EEG-Umlage auf 1. GWh, dann Deckelung auf 0,5% der Bruttowertschöpfung		
3	CO₂-Preis	2021: 25 €/t CO₂	2022: 30 €/tCO₂	2025: 55 €/t CO₂	2021: 25 €/t CO₂	2022: 30 €/t CO₂	2025: 55 €/t CO₂	2021: 25 €/t CO₂	2022: 30 €/t CO₂	2025: 55 €/t CO₂
4	Zusatzkosten Diesel	669 €	803 €	1.472 €	20.741 €	24.890 €	45.631 €	55.600 €	66.720 €	122.319 €
5	Zusatzkosten Erdgas	45.511 €	54.614 €	100.125 €	120.605 €	144.726 €	265.330 €	810.099 € (+2.603.241 €)	972.119 € (+3.123.889 €)	1.782.218 € (+5.727.130 €)
6	Zusatzkosten Heizöl	2.007 €	2.409 €	4.416 €						
7	CO₂-Kosten Gesamt in €	48.187 €	57.826 €	106.013 €	141.346 €	169.616 €	310.961 €	865.699 € (+2.603.241 €)	1.038.839 € (+3.123.889 €)	1.904.538 € (+5.727.130 €)
8	... pro Mitarbeiter	1.377 €	1.652 €	3.029 €	1.767 €	2.120 €	3.887 €	666 € (+2.002 €)	799 € (+2.403 €)	1.465 € (+4.405 €)
9	EEG-Umlage	2021: 6,5 Ct/kWh	2022: 6,0 Ct/kWh		2021: 6,5 Ct/kWh	2022: 6,0 Ct/kWh		2021: 6,5 Ct/kWh	2022: 6,0 Ct/kWh	
10	Einsparung durch Umlage-Senkung **	-1.643 €	-4.851 €		-9.472 €	-27.972 €		-2.560 €	-7.560 €	
11	Senkung der CO ₂ -Kosten (= Anteil Z. 10 an Z. 7)	-3,4 %	-8,4 %		-6,7 %	-16,5 %		-0,3 %	-0,73 %	

* Berechnung gemäß Referentenentwurf BeV 2022, Anlage 1, Teil 4: Standardwerte zur Berechnung von Brennstoffemissionen

** Berechnung: Stromverbrauch x [Differenz EEG-Umlage 2020 und EEG Umlage 2021 bzw.2022] → Differenz gegenüber 2020: minus 0,256 Ct in 2021; minus 0,756 Ct. in 2022

→ Ohne entsprechende Kompensationsmaßnahmen droht eine weitere, existenzbedrohende Erhöhung der Energiekosten für die Industrie.



110 **4. Was ist zu tun?**

111 Eine Dekarbonisierung darf nicht durch Deindustrialisierung erreicht werden.
112 Klimapolitik zu Lasten der Industrie schadet – erstens – dem Wirtschaftsstandort
113 Deutschland. Um zu verhindern, dass Produktion und Emissionen in andere Länder
114 verlagert werden, müssen Wettbewerbsverzerrungen beseitigt und die
115 Investitionskraft der Unternehmen erhalten werden.

116 Zweitens darf Klimapolitik nicht zu Lasten der Industrie gehen, denn sonst wird
117 Deutschland zum Negativbeispiel. Nötig sind kluge Lösungen mit Augenmaß, die
118 international als Vorbild dienen, weil sie den CO₂-Ausstoß reduzieren ohne
119 Wachstum und Wohlstand zu gefährden.

120 Vor diesem Hintergrund sollten folgende Aspekte bei der Ausgestaltung der
121 Verordnungen bzw. einer Novellierung des BEHG umgesetzt werden:

122 **A. Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)**

123 **A.1. nEHS vollständig in Cap-and-Trade-System mit** 124 **Mengenreduzierung und marktbasierter Preisbildung überführen**

125 Das BEHG schreibt die CO₂-Preise bis mindestens 2026 verbindlich vor. Eine
126 marktorientierte Preisbildung innerhalb des Handelssystems ist frühestens ab 2027
127 vorgesehen. Eine ökologisch wirksame Absenkung der Zertifikate-Menge wird durch
128 die Fixpreise verhindert. Weil jedem Teilnehmer die Möglichkeit eingeräumt wird, ein
129 Zertifikat zum festgelegten Preis zu erwerben, kann die Gesamtmenge nicht
130 gedeckelt werden. Deshalb ist die Menge des CO₂-Ausstoßes bislang nur indirekt
131 über die EU-Klimaschutzverordnung (auch Lastenteilungsverordnung genannt)
132 gedeckelt. Sollten mehr Zertifikate ausgegeben werden als Deutschland laut EU-
133 Klimaschutzverordnung CO₂ ausstoßen darf, muss die Bundesrepublik bspw.
134 anderen EU-Staaten mit Steuergeldern CO₂-Kontingente abkaufen.

135 **Bewertung:**

136 Das Beispiel EU-ETS zeigt: nur ein CO₂-Deckel, der regelmäßig sinkt, garantiert eine
137 wirksame Reduktion der Emissionen bei maximaler Planungssicherheit, während
138 eine marktorientierte Preisbildung sicherstellt, dass die Emissionsminderung
139 technologieoffen und kostengünstig erfolgt. Hingegen konterkarieren die politisch
140 festgelegten CO₂-Preise aufgrund der fehlenden Deckelung die ökologische Wirkung
141 eines solchen Systems und machen die CO₂-Reduzierung unnötig teuer. Allein die
142 Verringerung der Zertifikate-Menge senkt die Emissionen und schützt das Klima.

143 **Handlungsempfehlung:**

144 Die Fixpreise für CO₂-Zertifikate sollten abgeschafft und die Menge der Zertifikate
145 direkt im BEHG gedeckelt werden. Nur so entfaltet das nEHS als echtes „Cap-and-
146 trade“-System seine volle ökologische Wirkung.



147 **B. Berichterstattungsverordnung (BeV 2022)**

148 **B.1**

149 **Vorab-Befreiung für EU-ETS-Anlagen, um Doppelbelastung zu** 150 **vermeiden – auch bei komplexen Lieferkonstellationen**

151 Die unterschiedliche Systematik von EU-ETS und nEHS führt dazu, dass Anlagen,
152 die schon am europäischen Emissionshandel teilnehmen, mit beiden CO₂-
153 Zusatzkosten – europäisch und national – belastet werden. Eine solche
154 Doppelbelastung soll laut Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) „möglichst
155 vorab“ vermieden werden, indem Emissionen, die bereits im EU-ETS berichtet
156 wurden, von der Berichts- und damit von der Abgabepflicht im nationalen
157 Brennstoffemissionshandel freigestellt werden (§ 7 Abs. 5 BEHG). Sofern dies nicht
158 möglich ist, soll eine nachträgliche finanzielle Kompensation der Zusatzkosten aus
159 dem nEHS erfolgen (§ 11 Abs. 2 BEHG). Im Entwurf der sog.
160 Berichterstattungsverordnung (BeV 2022) werden die Details für die Freistellung
161 weiter konkretisiert. Diese adressieren allerdings nur Fälle von Direktlieferungen.
162 Eine Vorabbefreiung von Brennstofflieferungen über Dritte ist nicht Gegenstand der
163 Regelung.

164 **Bewertung:**

165 Sollten die nationalen CO₂-Kosten erst nachträglich rückerstattet werden, droht den
166 Unternehmen durch die Verzögerung ein jährlicher Liquiditätsentzug von rund 2
167 Milliarden Euro in den ersten anderthalb Jahren bis hin zu über 6 Milliarden Euro bis
168 Ende 2025. Das ist ein ineffizientes Cashflow-Management und würde den
169 gesetzlichen Auftrag klar verfehlen. EU-ETS-Anlagen müssen bereits vorab von den
170 nationalen CO₂-Kosten befreit werden. Dazu braucht es eine pragmatische Vorab-
171 Entlastungsmöglichkeit dieser Brennstoffmengen – auch bei komplexen
172 Brennstofflieferkonstellationen.

173 **Handlungsempfehlung:**

174 Ein Vorschlag zur Vorab-Befreiung von komplexen Lieferbeziehungen sieht vor, dass
175 das Unternehmen unterjährig die Ist-Mengen der relevanten EU-ETS Anlage gemäß
176 EU-ETS-Methodik ermittelt (Alternativ: Durchschnittswerte der letzten Jahre). Das
177 Unternehmen teilt diese EU-ETS Mengen auf die unterschiedlichen Liefermengen
178 der verschiedenen Lieferanten selbst auf („Schubladenprinzip“) und teilt diese den
179 einzelnen Lieferanten mit. Die Prüfstelle bestätigt im Rahmen der EU-ETS-
180 Emissionsberichterstattung die Aufteilung der Mengen auf die einzelnen Lieferanten.
181 Damit die Brennstoffmengen für EU-ETS-Anlagen bereits bei der Lieferung von den
182 CO₂-Kosten befreit sind, braucht der Lieferant einen rechtssicheren Nachweis, dass
183 er für diese Mengen keine Zertifikate erwerben muss. Dazu dient ein DEHSt-Zettel
184 (EU-Emissionshandelserklärung), der dem Lieferanten vorab bestätigt, dass
185 Brennstoffe ganz oder teilweise in einer EU-ETS-Anlage eingesetzt werden und eine
186 Mengenaufteilung durch das Unternehmen selbst erfolgt.



187 **B.2**
188 **Keine CO₂-Bepreisung für stofflich genutzte oder synthetisch**
189 **hergestellte Kraft- und Brennstoffe**

190 Laut BEHG unterliegen dem nEHS lediglich fossile Brennstoffe, die als Kraft- oder
191 Heizstoffe bzw. zur deren Herstellung genutzt werden. Hingegen sind nicht-fossile
192 Brennstoffe sowie Brennstoffe zur stofflichen Nutzung ausgenommen. Im Entwurf der
193 BeV 2022 ist jedoch nicht eindeutig geregelt, wie nicht zu belastende
194 Brennstoffmengen zum Zeitpunkt der Abrechnung von der CO₂-Bepreisung
195 freigestellt werden können.

196 **Bewertung:**

197 Ohne eine rechtssichere Klarstellung könnten Prozessemissionen mit dem CO₂-Preis
198 belegt werden, obwohl diese nicht durch das nEHS bespreist werden dürfen.
199 Dadurch droht kleineren und mittleren Betrieben bereits bei einem Zertifikatspreis
200 von 25 Euro je Tonne CO₂ eine Mehrbelastung in Höhe von rund 400 Millionen Euro
201 im Jahr 2021.

202 **Handlungsempfehlung:**

203 Damit nur die Brennstoffmengen bepreist werden, die unter den Anwendungs-
204 bereich des BEHG fallen, muss die Verordnung zwei Aspekte sicherstellen: (1) Der
205 Kunde darf für Brennstoffmengen, die stofflich genutzt werden, bei Lieferung bzw.
206 Abrechnung nicht mit dem CO₂-Preis belastet werden. (2) Der Inverkehrbringer oder
207 Lieferant muss die gelieferten Mengen, für die er keinen CO₂-Preis erheben durfte,
208 da sie stofflich genutzt werden, von den zertifikatpflichtigen Brennstoffmengen
209 abziehen können.

210 Allen treibhausgasreduzierten oder treibhausgasneutralen Kraftstoffen wie z.B. E-
211 Fuels sollte der Emissionsfaktor Null zugewiesen werden. Derzeit werden im
212 Verordnungsentwurf synthetische Kraftstoffe mit gängigen Kraftstoffen gleichgesetzt.
213 Dies widerspricht dem Zweck des Gesetzes, nämlich die Bepreisung fossiler
214 Treibhausgasemissionen.

215 **B.3**
216 **KfW-Kredite gefährden notwendige Entlastungen bei Energie und**
217 **Strom**

218 In Bezug auf eine drohende Doppelbelastung für EU-ETS-Anlagen fordert der
219 Deutsche Bundestag in einer Entschließung (Drs. 19/23184) die Bundesregierung
220 auf, „zur Vermeidung von Liquiditätsengpässen von produzierenden Unternehmen
221 über die KfW-Bank eine Untervariante des Unternehmerkredits für Betriebsmittel bei
222 Haftungsfreistellung des durchleitenden Kreditinstituts zu prüfen.“

223 **Bewertung:**

224 Falsche Regelungen gehören korrigiert und nicht durch eine neue Regelung
225 kompensiert. EU-ETS-Anlagen müssen bereits vorab von den nationalen CO₂-
226 Kosten befreit werden. Dazu braucht es eine pragmatische Vorab-
227 Entlastungsmöglichkeit dieser Brennstoffmengen anstelle einer nachträglichen
228 Rückerstattung – auch bei komplexen Brennstofflieferkonstellationen.



229 KfW-Kredite könnten dazu führen, dass die Kreditnehmer bei den monatlichen
230 Steuermeldungen des produzierenden Gewerbes als „Unternehmen in Not“
231 angesehen werden. Dies würde zu einem Verlust wichtiger Entlastungstatbestände
232 im Energiebereich führen, etwa bei Besonderer Ausgleichsregelung (BesAR), Strom-
233 und Energiesteuer sowie individuellen Netzentgelten.

234 Darüber hinaus kann es nicht das politische Ansinnen sein, dass Unternehmen durch
235 klimapolitische Maßnahmen Liquidität entzogen wird und sie für die Beseitigung
236 dieses Liquiditätsengpasses Zinsen zahlen müssen.

237 **Handlungsempfehlung:**

238 Auf KfW-Kredite zur Überbrückung von Liquiditätsengpässen sollte verzichtet
239 werden.

240 **B.4**

241 **Unsicherheit für Lieferanten durch unbekanntem Einsatzzweck von** 242 **gelieferten Brennstoffmengen beseitigen**

243 Als „Verantwortlicher“ gem. BEHG muss der Brennstofflieferant CO₂-Zertifikate für
244 die in Verkehr gebrachten Brennstoffe erwerben. Allerdings weiß er zum Zeitpunkt
245 der Lieferung nicht zwangsläufig, zu welchem Zweck die Brennstoffmengen
246 eingesetzt werden, sondern erst nach Abschluss des Kalenderjahres. Der
247 Einsatzzweck ist deshalb wichtig, weil bestimmte Brennstoffmengen ganz oder
248 teilweise von den BEHG-Kosten befreit sind, z.B. weil sie in einer EU-ETS-Anlage
249 eingesetzt werden, der Kunde unter den Carbon Leakage Schutz fällt oder die
250 Brennstoffe stofflich verwertet werden.

251 **Bewertung:**

252 Dem Lieferanten drohen Strafzahlungen, wenn er die in Verkehr gebrachten
253 Brennstoffe nicht mit entsprechenden CO₂-Zertifikaten hinterlegt. Demzufolge wird
254 der Lieferant auf Nummer sicher gehen und auch für eigentlich nicht zertifikate-
255 pflichtige Brennstoffmengen Zertifikate erwerben, solange es keine rechtssichere
256 Regelung gibt, die ihn eindeutig von der Erwerbspflicht befreit.

257 Eine zusätzliche Unsicherheit entsteht dadurch, dass in der Festpreisphase
258 Zertifikate im Folgejahr nur bis zu einer Menge von max. 10% zum Preis des
259 Emissionsjahres nachgekauft werden können. Das erfordert von den Lieferanten
260 eine Prognosegenauigkeit von 90%. Das ist überaus ambitioniert und kann aufgrund
261 saisonaler Effekte (z. B. Mehrbedarf von Wärme in Heizungsperioden) schnell
262 überschritten werden.

263 Ein Transfer der Risiken aus dieser Unsicherheit auf die Kunden ist wahrscheinlich.

264 **Handlungsempfehlung:**

265 In den Verordnungen zum BEHG müssen Verfahren geregelt sein, die Lieferanten
266 bereits zum Zeitpunkt der Lieferung nachweislich von der Zertifikatepflicht entbindet.
267 Dies betrifft Brennstoffmengen, die von vornerein vom BEHG ausgenommen sind wie
268 z.B. Brennstoffe für EU-ETS-Anlagen, sowie Brennstoffe, die an Kunden geliefert
269 werden, die über den Carbon Leakage Schutz kompensiert werden.



270 Die Menge an Zertifikaten, die im Folgejahr zum Preis des Emissionsjahres
271 nachgekauft werden kann, sollte von 10 auf 20% erhöht werden.

272 **C. Carbon Leakage Verordnung und weitere** 273 **Kompensationsregelungen**

274 **C.1** 275 **Unternehmen wirksam vor Wettbewerbsnachteilen schützen**

276 Am 23. September 2020 hat die Bundesregierung Eckpunkte für eine Carbon
277 Leakage Verordnung vorgelegt. Um beihilfeberechtigt zu sein, müssen Unternehmen
278 demnach zum Einen auf einer noch zu erstellenden Carbon Leakage Liste stehen
279 und zum Anderen im Rahmen einer unternehmensindividuellen Prüfung einen noch
280 zu definierenden Schwellenwert überschreiten. Dieser Schwellenwert soll sich am Anteil
281 der nEHS-Kosten an den Gesamtkosten oder der Bruttowertschöpfung orientieren.
282 Die Beihilfeshöhe soll anhand der EU Benchmarks für Wärme- bzw.
283 Brennstoffmengen berechnet werden. Die Beihilfeintensität wird voraussichtlich aus
284 der Emissionsintensität im Verhältnis zu den (Gesamt-)Kosten oder der
285 Bruttowertschöpfung ermittelt. Entsprechend dem nEHS-Kostenanteil soll die
286 Kompensation stufenweise von 65 auf 95 Prozent ansteigen. Gegebenenfalls soll
287 auch die Stromkostenreduktion durch die Absenkung der EEG-Umlage bei der
288 Berechnung der Beihilfe berücksichtigt werden.

289 **Bewertung:**

290 Die vorliegenden Eckpunkte sind aus Sicht der VhU nicht dazu geeignet, einen
291 verlässlichen Carbon-Leakage-Schutz für hessische Unternehmen zu gewährleisten.

292 Der vorgeschlagene Benchmark-Ansatz führt pauschal zu einer Verringerung der
293 Beihilfe. Diverse Faktoren würden die tatsächliche Entlastung von Industriebetrieben
294 erheblich kürzen, sodass letztlich nur noch ein Bruchteil des CO₂-Preises erstattet
295 würde. Hierzu zählen

- 296 1. Die Beihilfeintensität wird zwischen 65 und 95% angesetzt. Davon ist
- 297 2. für den zusätzlichen „Selbstbehalt“ der volle CO₂-Preis zu zahlen,
- 298 3. durch die Anwendung des Wärmebenchmarks aus dem europäischen
- 299 Kontext ein Abschlag von bis zu 24% abzuziehen, und
- 300 4. die Entlastung von der EEG-Umlage gegenzurechnen (wird geprüft),
- 301 sodass die Beihilfeshöhe selbst bei Erfüllung aller Kriterien deutlich unter 95
- 302 % liegen wird.

303 Die unternehmensindividuelle Prüfung als grundlegende Voraussetzung für den
304 Carbon-Leakage-Schutz ist kritisch zu sehen, weil sie eine Carbon-Leakage-Liste
305 vollständig aushebeln würde. Des Weiteren würde eine unternehmensbezogene
306 Prüfung zu intrasektoralen Wettbewerbsverzerrungen führen und wäre mit
307 erheblichem bürokratischem Aufwand verbunden, der sich aus der Antragstellung
308 selbst ergibt.

309 Ein weiteres Problem an der unternehmensbezogenen Prüfung ist das
310 vorgeschlagene Verhältnis aus nEHS-Kosten und Gesamtkosten bzw.
311 Bruttowertschöpfung des Unternehmens.



312 Beispiel 1: Ein Unternehmen stellt an 10 verschiedenen Standorten Produkte her,
313 davon ist nur einer besonders brennstoffintensiv und trägt damit hohe nEHS-Kosten.
314 Wenn man diese nEHS-Kosten des einen Standorts allerdings ins Verhältnis setzt zu
315 den Kosten bzw. der Bruttowertschöpfung des gesamten Unternehmens (10
316 Standorte), wird das resultierende Verhältnis sehr gering ausfallen und der
317 erforderliche Schwellenwert für Carbon-Leakage-Schutz verfehlt. Dem liegt die
318 Annahme zugrunde, dass die brennstoffintensive Anlage durch andere
319 Unternehmensbereiche quersubventioniert wird. Dies ist in der Realität jedoch nicht
320 der Fall. Jede einzelne Anlage muss für sich genommen wirtschaftlich sein,
321 ansonsten wird das Unternehmen sie nicht weiter betreiben (= Carbon Leakage).

322 Beispiel 2: Ein Unternehmen betreibt an einem Standort 10 Anlagen, davon
323 unterliegen 9 dem EU Emissionshandel und 1 dem nationalen CO₂-Preis. Hier greift
324 dieselbe Logik wie bei Beispiel 1. Jede Anlage muss sich für sich genommen
325 wirtschaftlich sein. Werden die nEHS-Kosten der einen Nicht-ETS-Anlage
326 rechnerisch über die Bruttowertschöpfung aller Anlagen verteilt, dürfte das
327 Unternehmen ebenfalls die in den Eckpunkten vorgesehene „Mindestschwelle“ für
328 den Carbon-Leakage-Schutz verfehlen. Dennoch kann in der Realität ein hohes
329 Carbon-Leakage-Risiko vorliegen.

330 **Handlungsempfehlung:**

331 Der nationale CO₂-Preis stellt einen erheblichen Wettbewerbsnachteil für kleine und
332 mittlere Unternehmen dar. Daher braucht es eine breite Vorab-Entlastung für diese
333 Unternehmen mindestens in der Anfangsphase. Konkret sollte der Schwellenwert für
334 eine Beihilfeberechtigung gesenkt und keine zusätzlichen Kürzungsfaktoren
335 eingeführt werden, die die Erstattung der CO₂-Kosten letztlich auf einen Bruchteil der
336 tatsächlichen Kosten beschränken würden. Die Beihilfe selbst muss als direkter
337 finanzieller Ausgleich ausgezahlt werden und darf nicht an Investitionsbedingungen
338 geknüpft werden.

339 Auf eine unternehmensindividuelle Prüfung als Voraussetzung für Carbon Leakage
340 sollte gänzlich verzichtet werden. Zumindest aber sollte sich die Prüfung nicht auf
341 das gesamte Unternehmen, sondern auf einzelne Standorte und ggf. auf einzelne
342 Anlagen beziehen.

343 Zur Berechnung der nEHS-Kosten sollten die CO₂-Vollkosten des Standorts
344 angesetzt werden, unabhängig davon, welche Anlagen am Standort dem EU-
345 Emissionshandel unterliegen und welche nicht.

346 **C.2**

347 **Carbon Leakage Schutz auf Lieferanten übertragen**

348 In Industrieparks wird Wärme in der Regel zentral von Energieversorgungs-
349 unternehmen (EVU) erzeugt und über Wärmenetze an die Kunden und
350 Produktionsanlagen im Industriepark geliefert. Die EVU erzeugen die Wärme z.B.
351 durch Verbrennung von Erdgas, häufig in Kraft-Wärme-Kopplung. Erfolgt dies in
352 Nicht-ETS-Anlagen, sind sie laut BEHG verantwortlich für den Erwerb von
353 entsprechenden Zertifikaten.

354 EVU stehen nicht auf der Carbon Leakage Liste der EU und können somit Stand jetzt
355 nicht von einer entsprechenden Kompensation im BEHG profitieren. Anders verhält
356 es sich für viele Unternehmen in den Industrieparks, die bspw. als chemische oder



357 verfahrenstechnische Industrie auf der Carbon Leakage Liste stehen und demnach
358 auch im nEHS vor Carbon Leakage geschützt werden könnten („CL-Unternehmen“).

359 Die durch das EVU erzeugte Wärme wird damit – zumindest in Teilen – durch
360 Unternehmen verbraucht, welche den Carbon Leakage-Schutz erhalten sollten.

361 **Bewertung**

362 Die Erzeugung von Wärme wird durch die Zertifikatpflicht verteuert. Anders als bei
363 Lieferungen von Erdgas oder Diesel können die EVU diese Mehrkosten jedoch nicht
364 ohne weiteres an die Kunden weiterreichen. Denn sie würden Kosten weiterreichen,
365 die nicht entstehen würden, wenn das CL-Unternehmen die Wärme selbst erzeugt.
366 Daraus resultiert ein Anreiz für CL-Unternehmen, dezentrale und damit kleinere,
367 ineffizientere (nicht-KWK)-Wärmeerzeugungsanlagen zu errichten, woraus in Summe
368 höhere Emissionen resultieren.

369 **Handlungsempfehlung**

370 EVU sollten für CO₂-Emissionen aus der Erzeugung von Wärme, die an CL-
371 Unternehmen geliefert werden, keine Zertifikate erwerben müssen.

372 Analoge Regelungen sind für Wärmenetze im EU-ETS vorhanden und sollten auch
373 auf das BEHG übertragen werden.

374 **C.3**

375 **Ausnahmetatbestand für kleinere Anlagen schaffen**

376 Kleine Anlagen wie der größte Teil der heimischen Industrieanlagen, einschließlich
377 Blockheizkraftwerke (BHKW), unterliegen nicht dem EU-ETS. Eine Freistellung von
378 der CO₂-Bepreisung ist im BEHG bislang nicht vorgesehen. Hinzu kommt die im
379 Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes beschlossene Begrenzung der KWKG-
380 förderfähigen Vollbenutzungsstunden.

381 **Bewertung:**

382 In Summe ergäbe sich für bestehende BHKW eine erhebliche wirtschaftliche
383 Schlechterstellung – und das, obwohl sie aufgrund der gleichzeitigen Produktion von
384 Strom und Wärme zu den klimaschonendsten Formen der Energieversorgung
385 zählen. Damit sind BHKW auch ein wichtiger Baustein im Kontext einer
386 Treibhausgasneutralität 2050. Die Realisierung von neuen BHKW würde jedoch
387 erschwert.

388 **Handlungsempfehlung:**

389 Das BEHG sollte eine Kompensation auch für BHKW vorsehen.

390 **C.4**

391 **Schwellenwert für Härtefall-Kompensationen auf 10% senken**

392 Das BEHG sieht derzeit eine Härtefallregelung für betroffene Unternehmen vor, wenn
393 (1.) die Brennstoffkosten über 20% der betriebswirtschaftlichen Gesamtkosten liegen
394 oder (2.) der Anteil der durch das nEHS verursachten Zusatzkosten an der
395 Bruttowertschöpfung über 20% liegt.



396 **Bewertung:**

397 Insbesondere kleinere und mittelständische Unternehmen geraten bereits bei einer
398 Belastung von weniger als 20% in Bedrängnis. Eine Verlagerung der Produktion ist
399 oft nicht möglich, stattdessen drohen ganze Produktionsschließungen.

400 **Handlungsempfehlung:**

401 Bei der Ausgestaltung der entsprechenden Verordnung sollte die Bundesregierung
402 deshalb von der Ermächtigung Gebrauch machen, diese Schwellenwerte auf 10% zu
403 senken. Die Kompensation selbst sollte gestaffelt erfolgen: 50% Entlastung ab einem
404 Schwellenwert von 10%, 75% Entlastung ab 15% und 100% Entlastung ab 20%.

405 **C.5**

406 **Kostensteigerungen bei Fernwärme und weiteren**
407 **Sekundärenergieträgern berücksichtigen und kompensieren**

408 Das BEHG und die politische Diskussion fokussieren sich bislang weitestgehend auf
409 Hauptbrennstoffe wie Diesel und Erdgas. Unklar ist hingegen, ob und in welchem
410 Umfang auch etwaige Kostensteigerungen bei Sekundärenergieträger wie
411 Fernwärme berücksichtigt werden.

412 **Bewertung:**

413 Die Kompensationsregelungen für Unternehmen müssen neben den
414 Hauptbrennstoffen auch Kostensteigerungen bei Fernwärme und weiteren
415 Sekundärenergieträger mit einbeziehen, da Wärmelieferanten ihre CO₂-Kosten
416 ebenfalls über Preiserhöhungen an ihre Kunden weitergeben könnten.

417 **Handlungsempfehlung**

418 Damit Unternehmen eine Kompensation geltend machen können, braucht es u.a.
419 klare Berichtspflichten für Lieferanten. Beispielsweise müssen sie den CO₂-Zuschlag
420 gesondert ausweisen, ähnlich wie die Ausweisung der EEG-Umlage bei der
421 Stromrechnung.

Kontakt

Vereinigung der hessischen Unternehmerverbände
Abteilung Wirtschafts- und Umweltpolitik
Katharina Peter, Referentin für Energie-, Umwelt- und Klimapolitik
Tel: +49 69 95808-222
Mobil: +49 172 6840367
KPeter@vhu.de
www.vhu.de