

## GASMARKT-TELEGRAMM



### Ausgabe 10/2020 - Inhalt

#### Energiemärkte

Report der Internationalen Energieagentur (IEA) und Reaktionen

#### Energiepolitik

EU-ETS - 4. Handelsphase beginnt im kommenden Jahr

#### Strom

Redispatch 2.0 – Start zum 1. Oktober 2021

#### Energiemärkte

Der Konflikt in Bergkarabach und seine Auswirkungen auf den Öl- und Gasmarkt

#### Gastkommentar

Herausforderungen in der Umsetzung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG)

#### Disclaimer

Diese Daten und Informationen wurden von uns sorgfältig zusammengestellt. Da sich jedoch Fehler nie ganz ausschließen lassen, können wir keine Gewähr für deren Richtigkeit übernehmen und bitten diesbezüglich um Verständnis. Gastkommentare sind die Meinung des Verfassers und müssen nicht mit der Meinung der Redaktion identisch sein. Die Autoren der GVS bestätigen hiermit, dass es sich um eine persönliche Sicht der Themen handelt und damit kein Einfluss auf Kundenbeziehungen oder GVS-Geschäftsvorgänge ausgeübt wird. Das Gasmarkt Telegramm wird an alle Empfänger gleichzeitig versendet. Es findet keine Bevorzugung Seitens GVS statt.

# Energiemärkte

## Report der Internationalen Energieagentur (IEA) und Reaktionen

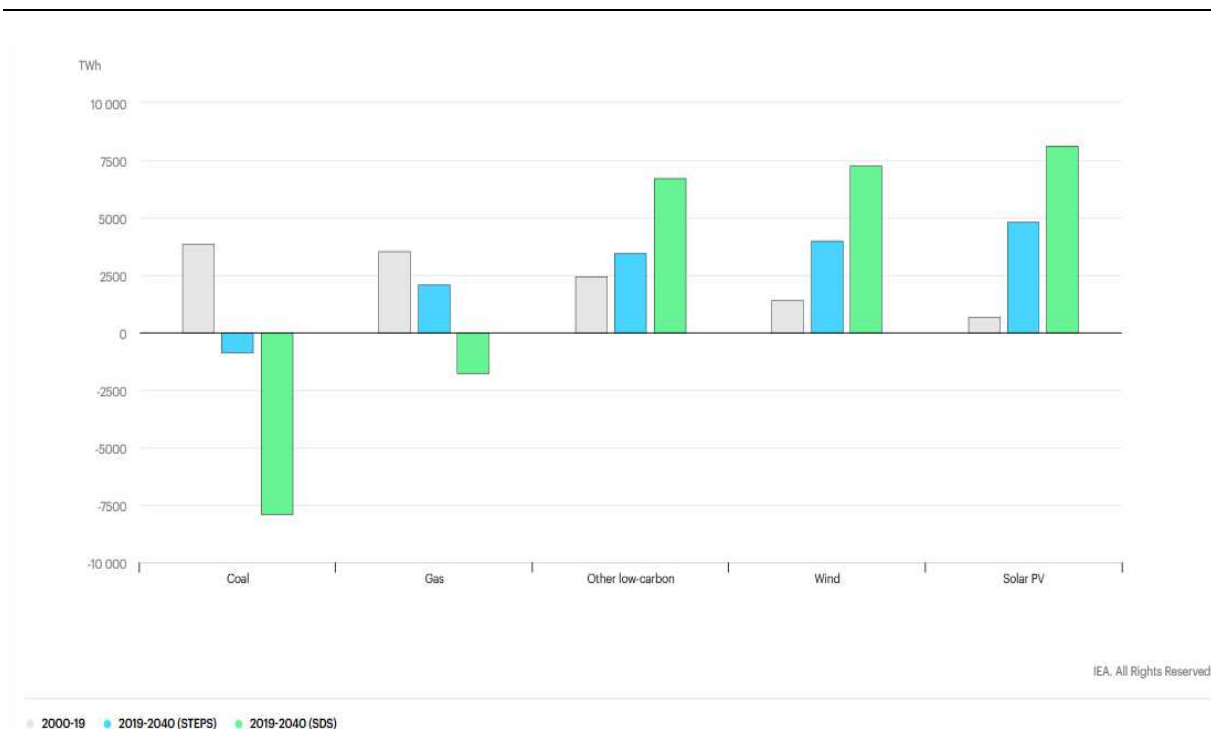
Auch 2020 gibt es wieder den jährlichen „World Energy Outlook“ der IEA. Dieser Artikel beleuchtet die neuesten Erkenntnisse der IEA sowie einige Reaktionen darauf.

Um satte sieben Prozent sinken die Treibhausgasemissionen in diesem Jahr laut den aktuellen Berechnungen der Internationalen Energieagentur (IEA) in ihrem jüngsten World Energy Outlook<sup>1</sup>.

Direktor Fatih Birol die Ergebnisse der aktuellen Studie.<sup>1</sup>

Die unterschiedliche Entwicklungsgeschwindigkeit beschreibt die IEA dabei in 3 Szenarien:

Wie in den letzten Jahren gibt es das "Stated Policies Scenario", in dem die Staaten ihre angekündigten Pläne umsetzen. Parallel dazu gibt es nun ein Szenario der "verzögerten Erholung", in dem angenommen wird, dass die Pan-



**Abbildung 1:** Änderung in der globalen Stromproduktion nach Energiequelle und Szenario, 2000-2040; **Quelle:** IEA<sup>1</sup>

Covid-19 scheint auch hier wie ein Katalysator zu wirken und den Ausbau Erneuerbarer Energien stark zu pushen. „Wir sehen heute viele Anzeichen dafür, dass die Energiewende extrem an Dynamik gewinnt“, kommentiert IEA-

demie die Welt noch länger beherrschen wird. Im ersten Szenario wäre der Energieverbrauch 2022 wieder auf dem Niveau vor der Pandemie, im zweiten erst 2025. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen würden in beiden Fällen nicht mehr ansteigen, aber auch nicht dauerhaft fallen.

Einen „grüneren“ Weg beschreibt das bekannte Szenario "Nachhaltige Entwicklung", in dem der Zubau Erneuerbarer bis 2030 im Schnitt doppelt so schnell vorangehen müsste, wie in der vergangenen Dekade.

Die Auswirkungen auf die weltweite Stromerzeugung nach Energieträger verdeutlicht Abbildung 1.

Die wichtigsten Erkenntnisse des 2020er Reports kann in fünf Punkten zusammenfassend werden.<sup>2</sup>

### **1. Kohle hat ihren Zenit überschritten**

Laut IEA beträgt der Anteil der Kohleverstromung in 2020 ca. 7 %. Der Wert sei der niedrigste seit 10 Jahren. Nach Meinung der IEA-Experten werde sich die Nachfrage auch nach der Pandemie nicht mehr erholen und bis 2030 könnte die Nachfrage um 8 % geringer sein, als vor der Coronapandemie.

### **2. Der Ölboom flacht ab**

IEA-Chef Birol dazu: „Die Ära des weltweiten Wachstums der Ölnachfrage wird in den nächsten zehn Jahren zu Ende sein.“

Die Nachfrage sei laut IEA im April um über 20 Millionen Barrel pro Tag zurückgegangen und wird auch auf das Jahr gesehen im Schnitt um gut acht Millionen Barrel niedriger liegen. Selbst aus der Ölbranche gehen manche Aussagen in diese Richtung. BP gibt beispielsweise in ihrem aktuellen Energy Outlook zu bedenken, dass die Trendwende schon längst eingesetzt haben könnte. BP-Chefökonom Spencer Dale sagte da-

zu, dass es in der modernen Geschichte noch nie einen absoluten Nachfragerückgang nach fossilen Brennstoffen gegeben habe, was sich gerade ändern würde.<sup>3</sup>

### **3. Uneinheitliches Bild für Erdgas**

Erdgas gilt bekanntlich als die Brückentechnologie auf dem Weg zur ausschließlichen Nutzung erneuerbarer Energien. Auch hier zeigen sich jedoch deutliche Spuren der Covid-19-Krise.

Bereits 2019 stieg die Nachfrage nach Erdgas nur um 1,5 % an. Dieses Jahr soll sie dagegen um ca. 3 % zurückgehen. Alle schauen hier auf Indien und China, bzw. wie diese beiden Länder durch bzw. aus der Krise kommen. Stellt doch deren Nachfrage schon allein fast die Hälfte der weltweiten Erdgasnachfrage dar.

Für die EU sehen die IEA-Experten die Erneuerbaren in der Position, dass sie die Nachfragerücken bei Erdgas künftig füllen werden.

### **4. Erneuerbare Energien im Aufwind**

Laut IEA zeigen sich die Erneuerbaren als krisensicherer und stabiler in „rauen“ Zeiten. Gerechnet wird damit, dass Wind- und Solarenergie im Schnitt um 10 % pro Jahr wachsen werden. Gleichzeitig würden die Kosten für Batterien und Wasserstoff stark sinken. IEA-Chef Birol sagt, dass Photovoltaik die günstigste Stromquelle werde, die die Welt je gesehen habe.

## 5. Hohes Risiko für Investitionen in Erneuerbare

Die o.g. Annahme basieren auf der Prognose, dass die Pandemie 2021 unter Kontrolle ist. Ist dies nicht der Fall, wären weitere notwendige Investitionen gefährdet. Schon jetzt sind die Investitionen im Energiesektor laut IEA um 18 % gefallen.

Werfen wir noch einen Blick auf unterschiedliche Meinungen und Reaktionen zum Energy Outlook 2020 der IEA.

Das deutsche Umweltnetzwerk „Energy Watch Group (EWG)“ übt scharfe Kritik. Es sieht den 2020er Bericht als weiterhin unvereinbar mit dem 1,5-Grad-Ziel. Laut EWG würde die IEA die weitere langfristige Nutzung von fossilen Energieträgern ermutigen.<sup>4</sup>

In das gleiche Horn bläst auch die Photovoltaik-Branche. Sie bezeichnet die IEA als „fossil dominierten Organisation“, die den weltweiten Zubau an Photovoltaik oft unterschätzt habe. Begrüßt wird deshalb die jetzige Anerkennung des Aufschwungs der Erneuerbaren.<sup>5</sup>

Auf jeden Fall interessant ist die Tatsache, dass die geschätzten Kosten für erneuerbare Energien von der IEA schon des Öfteren nachträglich nach unten korrigiert wurden<sup>6</sup>. CarbonBrief schätzt, dass die Kosten 20-50% geringer sind als von der IEA angenommen<sup>7</sup>.

Die Unsicherheit, was den weiteren weltweiten Energieverbrauch angeht ist momentan sehr hoch. Damit verbunden ist eine schwierige Prognose für die weitere Energiepreisentwicklung, die wiederum direkten Einfluss auf die künftige Nutzung von fossilen und regenerativen Energien hat. Aktuell stehen die Zeichen jedoch für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien gut und dieser erfolgt vielleicht schneller als bisher gedacht.

---

## Quellen

- 1 [www.iea.org](http://www.iea.org); *World energy outlook 2020*
- 2 [www.handelblatt.com](http://www.handelblatt.com)
- 3 [www.bp.com](http://www.bp.com)
- 4 [www.energiezukunft.de](http://www.energiezukunft.de)
- 5 <https://pv-magazine.de>
- 6 <https://sueddeutsche.de>
- 7 <https://carbonbrief.org>

## Energiepolitik

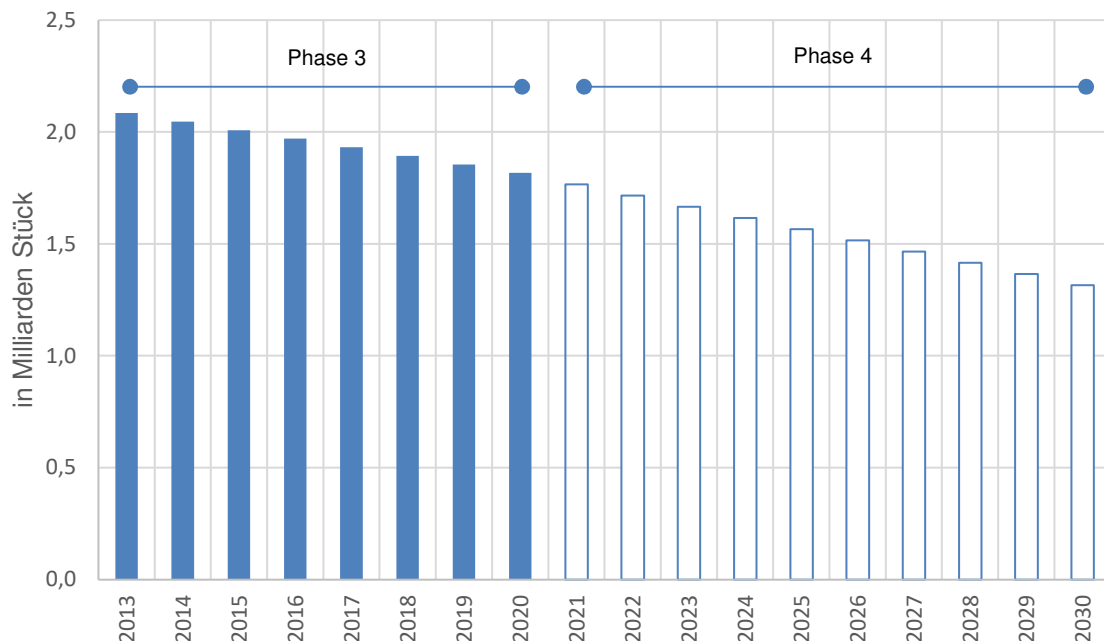
### EU-ETS - 4. Handelsphase beginnt im kommenden Jahr

Zum Beginn des neuen Jahres startet die 4. Handelsphase im EU ETS. Diese legt u.a. die Anzahl der verfügbaren Emissionszertifikate für die Jahre 2021 bis 2030 fest. Sie basiert jedoch auf den bisherigen Klimazielen der EU.

Das europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) ist ein zentrales Instrument der europäischen Klimapolitik. Sein Ziel ist es, die Treibhausgasemissionen der Energie- und Industrieanlagen

energieintensive Anlagen in 31 Länder und steht für 45% der Treibhausgas-Emissionen in der EU.<sup>1</sup>

Das EU-ETS ist ein Handelssystem mit einer festen Obergrenze an Zertifikaten, die jährlich reduziert wird. Für das Jahr 2020 stehen beispielsweise 1,82 Milliarden Zertifikate zur Verfügung. Ein Zertifikat steht für 1 Tonne CO<sub>2</sub>. Innerhalb der Grenze erhalten die Unternehmen eine gewisse Menge an Zertifi-



**Abbildung 1:** Anzahl CO<sub>2</sub>-Zertifikate; **Quelle:** DEHSt, eigene Berechnung und Darstellung

sowie der Luftfahrt kosteneffizient zu reduzieren.

Eingeführt im Jahr 2005, ist es das weltweit erste bedeutende internationale Emissionshandelssystem und bislang auch das größte. Es umfasst 11.000

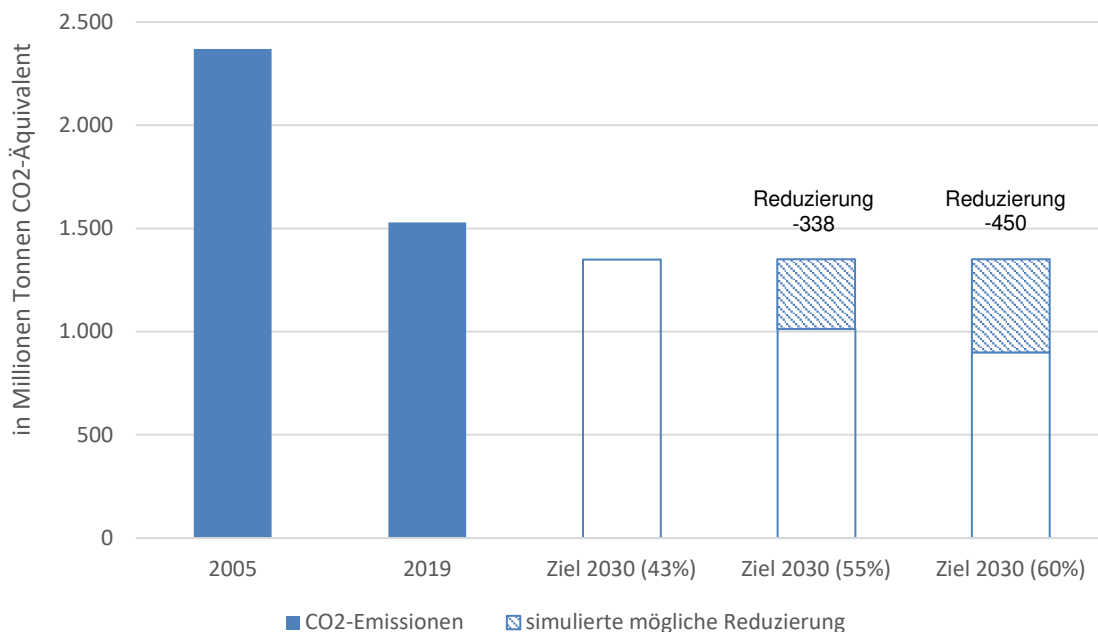
katen kostenlos zugeteilt und können zusätzlich benötigte Zertifikate am Markt erwerben. Kostenlose Zertifikate gehen an Industriezweige, die in einem starken internationalen Wettbewerb stehen. Am Jahresende müssen die Unternehmen genügend Zertifikate aus-

weisen, ansonsten drohen Strafgebühren.<sup>1</sup>

Aktuell befindet sich das EU-ETS in Phase drei, die einen Zeitraum von 2013 bis 2020 umfasst. In dieser Periode wurde die Anzahl der Zertifikate, ausgehend von 2010, jährlich um 1,74% reduziert (siehe Abbildung 1). Gelöst wurde außerdem mit Einführung der Marktstabilitätsreserve die Problematik der überschüssigen Zertifikate. Mit der Weltwirtschaftskrise im Jahr 2009 bis zum Beginn der Phase drei im Jahr 2013 häuften sich 2 Milliarden überschüssige Zertifikate auf. Das ist ein Grund für den Preisrutsch im EUA-

So konnte der Überschuss bis Ende 2015 auf immerhin 1,78 Milliarden Zertifikate reduziert werden. Die im Jahr 2019 eingeführte Marktstabilitätsreserve (MSR) führt diesen Gedanken seitdem fort.<sup>2</sup>

Mit der MSR wird die jährliche Menge an Zertifikaten flexibel angepasst. Dies geschieht, in dem ein prozentualer Anteil an den überschüssigen Zertifikaten aus dem Vorjahr der MSR zugeführt und vom aktuellen Handelsjahr abgezogen wird. Sie verknüpft damit das Angebot, kann aber bei Bedarf zusätzliche Zertifikate in den Markt geben.<sup>8</sup> In den Jahren 2019 bis 2023 behält sie 24% der Zertifikate ein, ab 2024 12%.<sup>3</sup>



**Abbildung 2:** CO<sub>2</sub>-Emissionen im EU-ETS Handel; **Quelle:** <https://www.eea.europa.eu/>, eigene Berechnung und Darstellung

Handelsmarkt. Die in Folge abgerutschten Preise an der Börse gaben danach keine Impulse zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Als kurzfristige Lösung wurden in den Jahren 2014-2016 900 Millionen Zertifikate von der EU einbehalten und nicht vermarktet.

Ende 2019 lagen laut EU-Kommission 1,39 Milliarden Zertifikate in der Reserve.<sup>4</sup>

Im Jahr 2018 wurde der EU-Rechtsrahmen, für die von 2021 bis 2030 anstehende Phase vier in Einklang

mit den damals gültigen Reduktionszielen bis 2030 gebracht. Die wesentlichsten Überarbeitungen im Vergleich zur Phase drei waren:

- eine stärkere jährliche Reduzierung der Zertifikate (von 1,74% auf 2,2%)
- der Ausbau der Marktstabilitätsreserve
- die Beibehaltung der kostenlosen Zertifikate für bestimmte Industrie-sektoren.<sup>3</sup>

Doch reichen die Überarbeitungen aus 2018 aus, um auf die neuen Ziele der EU zu kommen? Oder muss nachjustiert werden?

Im Jahr 2019 lagen die CO<sub>2</sub>-Emissionen der über die im EU-Emissionshandel abgedeckten Anlagen bei 1,53 Milliarden Tonnen.<sup>5</sup> Dies entspricht einer Reduzierung der Emissionen gegenüber 2005 von rund 35%. Für das Jahr 2030 liegt das aktuelle Ziel bei 1,35 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub><sup>6</sup>, die Industrie und Energieerzeuger befinden sich also auf einem guten Weg (siehe Abbildung 2). Setzt man die neuen Reduktionsziele der EU an und legt dies proportional auf das EU-ETS um, so würde bei einem 55% Ziel die Zielmenge auf 1,01 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub> im Jahr 2030 sinken, bei einem 60% Ziel sogar auf 900 Millionen Tonnen. Die zusätzliche Reduktion würde in einem 55%-Szenario 340 Millionen Tonnen betragen – das entspricht in etwa den aktuellen deutschen Emissionen im EU-ETS.

Ob und zu welchen Anpassungen es im EU-ETS kommen wird, ist noch nicht bekannt. Eine Möglichkeit wäre, den linearen jährlichen Reduzierungsfaktor von den aktuell geplanten 2,2% weiter

zu erhöhen. Auf welchen Wert hängt davon ab, wann eine solche Änderung in Kraft treten würde. Sicher ist, es würde einen sprunghaften Anstieg im linearen Reduzierungsfaktor geben.

Auch denkbar wäre es, die Anzahl der zugeführten Zertifikate der Marktstabilitätsreserve zu erhöhen und so die Anzahl der im Markt verfügbaren Zertifikate zu verknappen.

Neben den verschärften Klimazielen der EU gibt es einen weiteren Grund für etwaige Anpassungen im EU-ETS: der Brexit.

Am 31.12.2020 endet die Übergangsphase. Danach verlässt Großbritannien das Handelssystem der EU. Welchen Weg Großbritannien geht, ist noch nicht entschieden. Die große Mehrheit ist für ein eigenes UK-ETS. Dieses kann an das europäische gekoppelt werden, ähnlich wie es die EU mit der Schweiz praktiziert. Gegen ein alleinstehendes britisches System gibt es jedoch kritische Stimmen. Vor allem hinsichtlich der Liquidität gibt es dahingehend Bedenken.<sup>7</sup>

Weiter im Raum steht auch noch eine „einfache“ CO<sub>2</sub>-Steuer. Dieser Schwebzustand ist für die britischen Unternehmen ein Problem, denn sie wissen nicht, welches Modell im nächsten Jahr auf sie zu kommt. Risiken zu hedgen ist in einem solchen Umfeld schwierig. Eine vom Parlament eingesetzte Expertengruppe, hat die Regierung daher nun aufgefordert, bis zum Ende dieses Monats eine Entscheidung zu treffen, welchen Weg Großbritannien in der CO<sub>2</sub>-Bepreisung einschlägt.<sup>7</sup>

Unabhängig davon für welches Modell sich Großbritannien entscheidet, stellt sich die Frage, wie die EU im ETS ohne Großbritannien umgeht. Mit 119 Millionen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten im Jahr 2019<sup>5</sup> hat Großbritannien keinen kleinen Anteil



---

am CO<sub>2</sub>-Markt. Die Reduktionsziele und damit auch die Vorgaben für das EU-ETS müssten auf die EU-27 ohne Großbritannien angepasst und das britische Emissionsminderungsziele auf die anderen Mitgliedstaaten umgelegt werden.

Mit den neuen schärferen Klimaziele und dem Brexit stehen dem EU-ETS in der kommenden vierten Handelsphase einige Veränderungen ins Haus.

---

## Quellen

- 1 [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets\\_de](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_de)
- 2 [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform\\_de](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform_de)
- 3 [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision\\_de](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_de)
- 4 [https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2019.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
- 5 <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1>
- 6 <https://www.energie.de/et/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/erreichung-der-2030-klimaziele-in-der-eu-und-deutschland-welche-auswirkungen-hat-der-green-deal-2/np/2/>
- 7 <https://www.argusmedia.com/en/news/2153618-uk-government-urged-to-clarify-co2-pricing-plans>
- 8 <https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/Emissionshandel-verstehen/Weiterentwicklung/Ueberschuesse-MSR/ueberschuesse-msr-node.html>



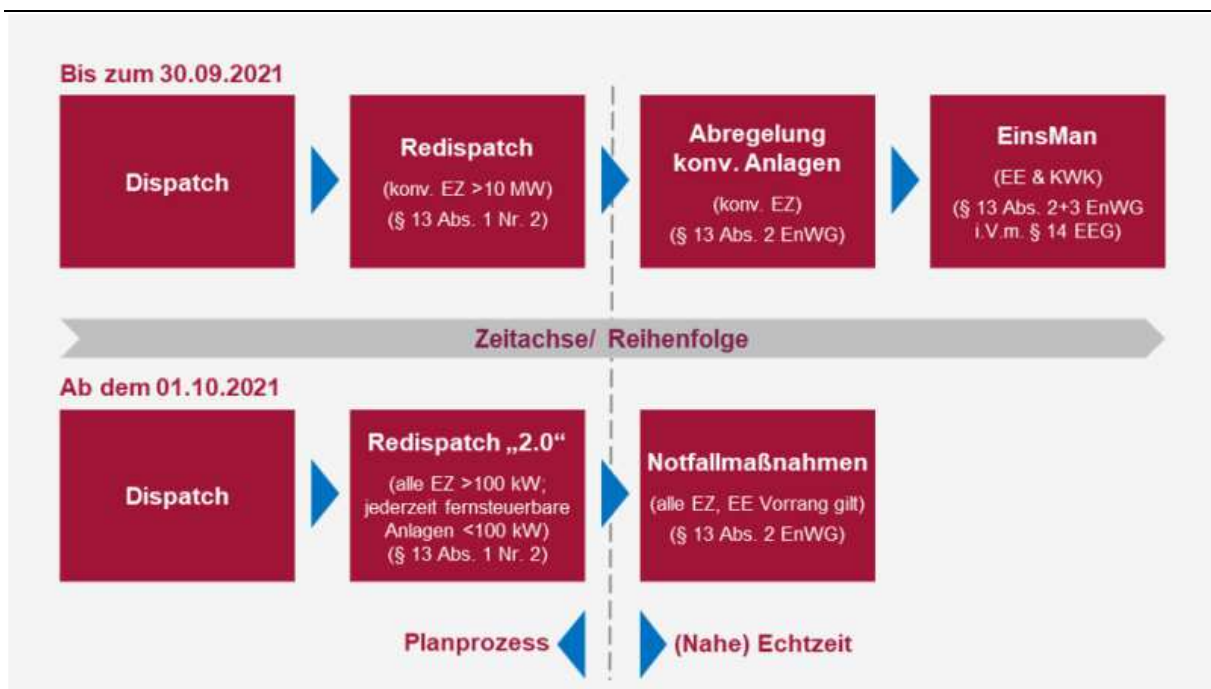
## Strom

### Redispatch 2.0 – Start zum 1. Oktober 2021

Die Energiewende ist im vollen Gange – der sukzessive Ausstieg aus der Kernenergie sowie die Stilllegung anderer konventioneller Kraftwerke und der starke Ausbau bei den erneuerbaren Energien führen zu Novellierungen verschiedenster Energie-Gesetze. Gerade der schnelle Ausbau der erneuerbaren Energien führt dazu, dass der Netzausbau dem nicht nachkommt. Von den geplanten Leitungsprojekten sind bisher nur wenige umgesetzt worden.<sup>1</sup> Im Über-

feststellungsverfahren oder im Raumordnungs-/Bundesfachplanungsverfahren. Die Politik hat auf die bisherige Entwicklung reagiert und verschiedenste Novellierungen angestoßen, um Bürokratie abzubauen.<sup>2</sup>

Eines dieser novellierten Gesetze ist das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG), das zum 13. Mai 2019 in Kraft getreten ist. Aufgrund der zweiten Auf-



**Abbildung 1:** Vereinfachte Prozessdarstellung des Redispatch 2.0.<sup>9</sup>

tragungsnetz müssen in den kommenden Jahren ca. 7.500 km optimiert, verstärkt oder neu errichtet werden. Davon sind bisher rund 950 km in Betrieb und ca. 1.070 km in Bau. Die restlichen ca. 5.000 km befinden sich aktuell im Plan-

lage (NABEG 2.0) sind weitere Abschnitte unter anderem im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) und im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) novelliert worden.<sup>2</sup> Die Regelungen im EEG und KWKG zum

Einspeisemanagement von Erneuerbare-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen werden aufgehoben und in ein einheitliches sogenanntes Redispatch 2.0 nach §§ 13, 13a, 14 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) eingeführt.<sup>4</sup>

Viele der neu errichteten Erneuerbare-Energien-Anlagen stehen in Norddeutschland, wohingegen die größten Energie-Zentren im Süden des Landes liegen. Um eine Versorgungssicherheit zu gewährleisten bzw. Netzengpässe zu verhindern bedarf es eines intensiven Netzausbaus, welcher noch mehrere Jahre andauern wird. Redispatch beinhaltet verschiedene Maßnahmen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und kurzfristigen Netzengpässen entgegenzuwirken:

Aktuell managen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in den Steuerungscentren der Übertragungsnetze diese Netzengpässe, sodass Strom zu jeder Zeit am richtigen Ort zur Verfügung steht und Ausfälle vermieden werden. Durch Verlagerungen der Stromproduktion von einem Ort zum anderen können Netzengpässe ausgeglichen werden – genannt Redispatch. Kraftwerke an bestimmten Orten werden angewiesen, Ihre Leistung zu reduzieren, während andere Kraftwerke an anderen Orten wiederum Ihre Erzeugungsleistung erhöhen müssen. Es handelt sich letztendlich um die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken, die durch ÜNB gesteuert werden.

Die Redispatch-Maßnahme zielt darauf ab, auftretende Engpässe regelzonenintern und -extern zu verhindern bzw. aufzuheben. Damit wird eine kritische Überlastung der Stromleitungen verhindert. Bei Redispatch ändert sich folglich nicht die Summe der Stromeinspeisung, sondern die örtliche Verteilung, die auch

über die Landesgrenzen hinweg reguliert werden kann.<sup>4</sup> Zukünftig verpflichtet die Bundesnetzagentur (BNetzA) auch die Verteilnetzbetreiber (VNB) sich an der Behebung der Netzengpässe zu beteiligen. Viele VNB bereiten sich derzeit auf die neue Regelung für die Steuerung von Netzengpässen vor, die zum 1. Oktober 2021 umgesetzt sein muss.<sup>6</sup> Zukünftig werden alle Erzeugungsanlagen (auch EE- und KWK-Anlagen) ab 100 kW sowie jederzeit fernsteuerbare Anlagen mit in die Redispatch-Maßnahme aufgenommen. Bisher werden Anlagen nur größer 10 MW berücksichtigt. Der VNB hat zusätzlich die Verantwortung durch die Abregelung verursachten Kosten zu berücksichtigen und auf Basis einer Merit-Order die Einsatzreihenfolge für den Redispatch zu bestimmen. Dabei gilt die Prämisse, die Kosten so gering wie möglich zu halten.

Die Änderungen im Redispatch 2.0 werden dazu führen, dass neue Datenformate und Marktprozesse entstehen werden, um die Informationspflichten sowie die finanziellen und bilanziellen Werte abwickeln zu können.<sup>7</sup>

Laut Peter Breuning, Abteilungsleiter Netzleittechnik der Stadtwerke Schwäbisch Hall, ist der Projektfahrplan für Redispatch 2.0 sehr eng. Man gehe davon aus, dass man im Januar 2021 so weit sein könne, um an den entsprechenden Schnittstellen angekoppelt zu sein – um Prozesse durchspielen zu können. Die Komplexität und die Vielzahl der Aufgaben könne nur durch Automatisierung bewältigt werden, sonst sei man bei Redispatch auf verlorenem Posten.<sup>8</sup>

---

## Quellen

<sup>1</sup> <https://www.transnetbw.de/de/strommarkt/systemd>

- 
- ienstleistungen/redispatch
- 2 <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>
  - 3 <https://blogs.pwc.de/auf-ein-watt/aktuelles/redispatch-2-0-neue-verantwortung-fuer-betreiber-von-verteilstnetzen/3627/>
  - 4 <https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/>
  - 5 <https://www.transnetbw.de/de/strommarkt/systemdienstleistungen/redispatch>
  - 6 <https://blogs.pwc.de/auf-ein-watt/aktuelles/redispatch-2-0-neue-verantwortung-fuer-betreiber-von-verteilstnetzen/3627/>
  - 7 [https://www.beckerbuettnnerheld.de/fileadmin/user\\_upload/rundschreiben/Vermerk\\_-\\_Redispatch\\_2.0\\_\\_Neue\\_Aufgaben\\_fuer\\_Verteilernetzbetreiber.pdf](https://www.beckerbuettnnerheld.de/fileadmin/user_upload/rundschreiben/Vermerk_-_Redispatch_2.0__Neue_Aufgaben_fuer_Verteilernetzbetreiber.pdf)
  - 8 <https://www.pressebox.de/pressemitteilung/stadtwerke-schwaebisch-hall/Redispatch-2-0-Die-Vorbereitungen-laufen/boxid/1029202>
  - 9 <https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/>

## Energiemärkte

### Der Konflikt in Bergkarabach und seine Auswirkungen auf den Öl- und Gasmarkt

Der seit langem bestehende Konflikt in der Region Bergkarabach zwischen Armenien und Aserbaidschan eskalierte Ende September und konnte bislang trotz Vermittlungsversuchen nicht dauerhaft beigelegt werden. Gegenstand des Konflikts ist der Streit um die Region Bergkarabach. Diese wurde nach Ende der Sowjetunion als selbsternannte Republik international nicht anerkannt. Gleichzeitig treffen in der Kaukasusregion Interessen von Israel, Iran, Türkei

gleich die Bewohner mehrheitlich zu Armenien gehören.<sup>1</sup>

Der jüngste Waffenstillstand wurde Ende September gebrochen. Sorge besteht nun, dass der Konflikt weiter eskaliert und neben einer humanitären Katastrophe auch Auswirkungen auf beispielsweise die Öl- und Gasmärkte haben könnte.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass es in der Vergangenheit schon mehrfach nicht-armenische Anschläge auf die



Abbildung 1: Aserbaidschan-Armenien Konflikt; Quelle: Bloomberg.com<sup>5</sup>

und Russland aufeinander. Geopolitische Spannungen sind die Konsequenz. Verschärft wird der Konflikt durch die Tatsache, dass die Region völkerrechtlich zu Aserbaidschan gehört, wenn-

Pipelines gegeben hat und die geringe Nähe der Pipelines zur Grenze somit ein gewisses Risiko bedeuten dürfte<sup>5</sup>.

In der Energiewirtschaft gab es daher in den letzten Wochen vermehrt Nachrichtenmeldungen und Verweise bezüglich

des eskalierenden Konflikts. Eine starke Reaktion der Energiemärkte war bislang jedoch nicht zu erkennen, was sicherlich auch an der Überversorgung, bzw. der Corona-bedingten moderaten Energie-Nachfragesituation liegen dürfte.

Warum kann der Konflikt jedoch Relevanz für die Energiemärkte entwickeln? Aserbaidschan ist ein wichtiger Öl- und Gasproduzent. Das Azeri-Chirag-Deepwater Gunashli Ölfeld ist das größte Ölfeld in der Region. Das Shah Deniz Gasfeld ist eines der größten Gasfelder der Welt (>1.000 bcm). Rund 31 Mio. t Öl und 11bcm Gas wurden von Aserbaidschan in 2019 exportiert<sup>3</sup> - große Mengen davon z.B. nach Europa und Israel.

Baku-Tbilisi-Ceyhan Pipeline (BTC) nach Westen transportiert. Gas fließt durch die South Caucasus Pipeline.

Welche Auswirkungen hätte eine Unterbrechung der Öl- und Gaslieferungen durch diese Pipelines? Das Oxford Institute for Energy Studies (OIES) hat hierzu vor wenigen Wochen eine Analyse veröffentlicht<sup>4</sup>: Darin heißt es, dass Ölexporte aus Aserbaidschan im Markt durch die aktuelle Überversorgung abgefangen werden könnten, sofern es sich um eine kurze Unterbrechung der Pipelines handeln würde. Gasexporte könnten der Studie zur Folge nahezu vollständig ersetzt werden. Neben LNG-Importen wäre ein Ersatz von Gaslieferungen über an-



**Abbildung 2:** Pipelinerouten; **Quelle:** FAZ 15.10.2020<sup>2</sup>

Für den Transport von Bedeutung sind dabei die in der Nähe der Konfliktregion Bergkarabach verlaufenden großen Öl- und Gaspipelines Aserbaidschans (siehe Abbildung 1). Rund 600.000 Barrel Öl werden dabei hauptsächlich durch die

dere Pipelines möglich<sup>4</sup>. In diesem Zusammenhang sei auf die Fertigstellung der TAP hingewiesen: Hier konnte der letzte Bauabschnitt der Trans Adriatic Pipeline fertiggestellt werden, so dass Europa nun erstmals Gas aus

Aserbaidshon beziehen könnte. Mitte November soll dafür die TAP mit dem Gasnetz in Italien verbunden werden. Gleichzeitig kann auch die Türkei Gas aus Aserbaidshon über ihre Transanatolische Pipeline nach Südosteuropa liefern. Beide Pipelines stehen damit im Wettbewerb mit den russischen Pipelines Blue Stream und Turkish Stream<sup>2</sup> (siehe auch Abbildung 2).

Im Fall einer Öl- und/oder Gas-Pipelineunterbrechung in Aserbaidshon dürften die größten Auswirkungen das Land selbst treffen, da 75% der Exporteinnahmen Aserbaidshons durch Ölexporte erzielt werden<sup>4</sup>.

**FAZIT:** Der Öl- und Gasmarkt bleiben angesichts des eskalierten Konflikts bislang ruhig. Das Potenzial einer Versorgungsunterbrechung dürfte von den Marktteilnehmern daher entweder als gering oder die Möglichkeit, wegfallende Mengen substituieren zu können, als hoch eingeschätzt werden. Letzteres dürfte insbesondere aufgrund der derzeitigen Bemühungen der OPEC+, die Produktionsmengen zu kürzen, möglich sein: Andere OPEC+ Mitglieder könnten jederzeit ihre gedrosselten Ölproduktionen in einem Ernstfall wieder steigern.

---

## Quellen

- 1 [www.tagesschau.de/ausland/bergkarabach-verstoesse-waffenruhe-101.html](http://www.tagesschau.de/ausland/bergkarabach-verstoesse-waffenruhe-101.html)
- 2 [www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wie-gas-aus-aserbaidshon-nach-europa-kommt-17001861.html](http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wie-gas-aus-aserbaidshon-nach-europa-kommt-17001861.html)
- 3 [www.iea.org/reports/azerbaijan-energy-profile](http://www.iea.org/reports/azerbaijan-energy-profile)
- 4 [www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/10/Azerbaijan-Armenia-conflict-energy-implications-of-a-potential-escalation.pdf](http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/10/Azerbaijan-Armenia-conflict-energy-implications-of-a-potential-escalation.pdf)
- 5 [www.bloomberg.com/news/articles/2020-09-28/azerbaijan-armenia-conflict-isn-t-spooking-energy-markets-yet](http://www.bloomberg.com/news/articles/2020-09-28/azerbaijan-armenia-conflict-isn-t-spooking-energy-markets-yet)



## Gastkommentar



**Robin Stalbovs** (im Bild)

Governance, Risk, Compliance  
Gasversorgung Süddeutschland GmbH

und

**Dragan Alexander**

Volljurist  
Gasversorgung Süddeutschland GmbH

### Herausforderungen in der Umsetzung des Brennstoffemissionshandels-gesetzes (BEHG)

Knapp zwei Monate bevor die CO<sub>2</sub>-Bepreisung am 1. Januar 2021 offiziell beginnt, herrscht an vielen Stellen immer noch Unklarheit über die praktische Umsetzung. Das BEHG, welches Ende 2019 erlassen wurde, stellt einen zentralen Bestandteil des von der Bundesregierung verabschiedeten Klimaschutzpakets dar. Das Gesetz führt eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung durch einen nationalen Emissionshandel (nEHS) in den Sektoren ein, die nicht dem europäischen Emissionshandel (EU-EHS) unterliegen. Das BEHG ist damit die Grundlage für den Handel mit Zertifikaten für CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Brennstoffen (Benzin, Diesel, Heizöl, Flüssiggas, Erdgas, Kohle). In den Jahren 2021 und 2022 beschränkt sich die Anwendung allerdings auf die Hauptbrennstoffe Benzin, Diesel, Heizöl, Flüssig- und Erdgas.

Bereits kurz nach Einführung des Gesetzes führte das Bundesumweltministerium einen geänderten Referentenentwurf in die Länder- und Verbändeanhörung ein. Wichtigster Änderungsvorschlag: eine Erhöhung des CO<sub>2</sub>-

Preises von 10 Euro auf 25 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. So soll sichergestellt werden, dass sich die beabsichtigte Lenkungswirkung auch tatsächlich entfaltet. Im Gegenzug sollen Bürger und Unternehmen beim Strompreis entlastet werden. So sollen die zusätzlichen Erlöse aus dem Brennstoffemissionshandel vollständig zur Senkung der Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und ab dem 1. Januar 2024 auch zur Anhebung der zusätzlichen Entfernungspauschale für Fernpendler verwendet werden.

Auch wenn inzwischen die Novelle des Gesetzes Anfang Oktober verabschiedet wurde, liegen die maßgeblich für die praktische Umsetzung relevanten Verordnungen bislang nur im Entwurfsstadium vor. Die Brennstoffemissionshandelsverordnung (BEHV) regelt allgemein den Verkauf von Emissionszertifikaten und die Rahmenbedingungen für ein nationales Emissionshandelsregister. Die Berichterstattungsverordnung 2022 (BeV 2022) regelt die Emissionsberichterstattung im Brennstoffemissionshan-



del speziell für die Jahre 2021 und 2022 – und ist damit essenziell für die konkreten Anforderungen im Rahmen der Umsetzung.

Die Pflicht zur Teilnahme am nationalen Emissionshandel ab dem 1. Januar 2021 knüpft an das Inverkehrbringen von Brennstoffen im Sinne des Energiesteuerrechts an. Der Erwerb eines Zertifikats berechtigt dabei zur Emission von einer Tonne Kohlendioxid. Es bestehen viele Parallelen zum europäischen Emissionshandel. Für die Administration der neu anzulegenden Konten ist ebenfalls die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) zuständig. Für Marktteilnehmer ohne entsprechende Vorkenntnisse wird daher vieles neu sein.

### **Wesentliche Anpassungen und Erleichterungen im Rahmen der Gesetzesnovelle**

Für den Beginn des nEHS ab 2021 war ursprünglich ein Festpreis von 10 Euro pro Zertifikat vorgesehen. Bund und Länder haben sich darauf geeinigt, an dieser Stelle noch einmal deutlich nachzubessern: der Einstiegspreis wurde auf 25 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> erhöht, 2022 soll der Preis bei 30 Euro, 2023 bei 35 Euro, 2024 bei 45 Euro und 2025 bei 55 Euro liegen. Der nationale Emissionshandel startet damit nächstes Jahr mit einem fixen CO<sub>2</sub>-Preis von 25 Euro pro Tonne. Nach Angaben des Bundesumweltministeriums entspricht das brutto rund sechs Cent pro Liter Benzin, sieben Cent pro Liter Diesel und ebenfalls sieben Cent pro Liter Heizöl sowie 0,5 Cent pro Kilowattstunde Erdgas.

Weitere Änderungen sind die von vielen Verbänden geforderte Fristverlängerung für den begrenzten Nachkauf von Emissionszertifikaten zum Vorjahrespreis (nun bis zum 30. September möglich). Auch Klärschlamm erhält nun den Emissionsfaktor null, wird also einem biogenen Brennstoff mit entsprechendem Nachhaltigkeitsnachweis gleichbehandelt. Neu ist auch, dass die Bundesregierung bereits ab 2021 eine Verordnung zur Vermeidung von Carbon Leakage und zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit von im grenzüberschreitenden Wettbewerb stehenden Unternehmen erlassen kann. Weitere Regelungen zur Doppelbelastung sollen noch einmal überprüft und gegebenenfalls vereinfacht werden. Dabei hat grundsätzlich die ex-ante Vermeidung von Doppelerfassungen Vorrang vor finanziellem ex-post Ausgleich.

### **Wesentliche Pflichten im Brennstoffemissionshandel**

- 1. Erstellen und Einreichen eines Überwachungsplans**
  - Einmal pro Handelsperiode
  - Vereinfachter Überwachungsplan bei Nutzung von Standardemissionsfaktoren (entfällt voraussichtlich für die Jahre 2021 und 2022)
- 2. Erstellen eines Brennstoffemissionsberichts**
  - Abgabe eines Emissionsberichts bis zum 31. Juli 2022 bei der DEHSt für die Vorjahresemissionen (bei zunächst ausschließlicher Verwendung von Standardfaktoren)
  - Dokumentation Ausstoß Brennstoffemissionen in jedem Kalenderjahr

- Verifizierung durch Prüfstelle (entfällt voraussichtlich für die Jahre 2021 und 2022)

### 3. Erwerb und Abgabe der Zertifikate

- Pflicht zur Abgabe von Emissionszertifikaten für die Vorjahremissionen über das nationale Emissionshandelsregister erstmals bis zum 30. September 2022
- Gültigkeitsbeschränkungen der Zertifikate in der Einführungsphase auf Gültigkeitsjahr und jeweiliges Vorjahr
- Termine zum Verkauf werden regelmäßig über das Jahr verteilt, der letzte Verkaufstermin soll Anfang Dezember sein
- keine Mengenbegrenzung in der Festpreisphase, Rückgabe allerdings nicht möglich
- voraussichtlich geringfügiges Entgelt für jedes veräußerte Zertifikat

### 4. Pflicht zur „Kontoführung“

- -Eröffnung eines Registerkontos sowie Kontoeröffnung bei der Veräußerungsstelle (Start Registerkontoeröffnung voraussichtlich ab April 2021)
- -Erwerb der erforderlichen Zertifikate bei der Veräußerungsstelle erstmalig im Jahr 2021 (Nachkaufmöglichkeit bis zu 10% bis 30. September 2022)
- -Perspektivisch Übertragung, Löschung etc. von Emissionszertifikaten

Zur Erfassung der Daten werden voraussichtlich Webformulare durch die DEHSt bereitgestellt. Sehr wahrscheinlich benötigt das digitale Verfahren den Einsatz einer „qualifizierten elektroni-

schen Signatur“ zur Erfüllung der Schriftform.

### Ausblick

Trotz der angestrebten Vereinfachungen darf dennoch nicht vergessen werden, dass die Prozesse im Rahmen der Berichterstattung erhebliche Aufwände mit sich bringen. Allein das Kapitel Vermeidung von Doppelerfassung bei der Lieferung von BEHG-pflichtigen Brennstoffen an Anlagen, die dem europäischen Emissionshandel unterliegen, bietet ausreichend Stoff für Diskussion und Klarstellung. Eine vom Bundestag verabschiedete Entschließung fordert die Bundesregierung dazu auf, die Carbon-Leakage-Verordnung noch 2020 zu beschließen und dabei für eine möglichst bürokratiearme Ausgestaltung Sorge zu tragen. Weitere Maßnahmen zur Vermeidung von Liquiditätsengpässen für betroffene Teilnehmer am nEHS sollen ebenso beschlossen werden.

Auch die – verfassungsrechtlich relevante – Frage, ob es sich beim CO<sub>2</sub>-Preis nicht doch um eine Steuer oder steuerähnliche Abgabe handelt, ist noch nicht abschließend geklärt. Schließlich steht ein Fixpreis in den ersten Jahren der Handelsperiode in gewissem Kontrast zur Idee eines Handelssystems mit, im Rahmen der Regulierung, freier Preisbildung.

Von jedem Inverkehrbringer ist unbedingt zu prüfen, ob bestehende Verträge und Geschäftsbedingungen ausreichend Spielraum für gesetzlich induzierte Preisbestandteile bietet und wo bei Anpassungen gegebenenfalls Sonderkündigungsrechte greifen. Jeder Energieversorger tut also gut daran,

seine Vertragstexte zu überprüfen und den CO<sub>2</sub>-Preis in aktuelle Verträge mit aufzunehmen.