

ECOPOST

Neues rund um Umwelt, Energie, Klima und Rohstoffe



Herausgegeben vom DIHK | Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V.

Breite Straße 29 | 10178 Berlin Mitte | Telefon 030-20308-0 | Fax 030-20308-1000 | Internet: www.dihk.de
Redaktion: Julian Schorpp | E-Mail: hauck.jacqueline@dihk.de

Inhaltsverzeichnis

Editorial	2
„Drei – Fünf – Sieben – Neun – Null“	2
International	4
COP23: Kleine Fortschritte bei Umsetzungsregeln des Pariser Klimaabkommens	4
Internationale Energieagentur legt World Energy Outlook 2017 vor.....	5
Umdenken in der brasilianischen Industrie – Klimaextreme erfordern Wassereffizienz und Umweltmanagement.....	6
RGIT veröffentlicht Blickpunkt zur US-Energiepolitik	7
Europa	8
Energieeffizienz: ITRE-Ausschuss stimmt für höhere und verbindlichere Ziele	8
Erneuerbare Energien-Richtlinie: Federführender Ausschuss legt Verhandlungsposition fest	11
Preisgrenzen für Marktkopplung in der EU: ACER hat entschieden	12
EU-Emissionshandel: Die Details der Einigung zwischen Rat und Parlament.....	13
EU-Emissionshandel: London kann Anwendung von Brexit-Schutzmechanismus noch abwenden	18
Gasversorgungssicherheit: Neue EU-Verordnung in Kraft getreten	19
Gas: Kommission schlägt neue Regeln für Importpipelines vor	19
Brüssel genehmigt Mieterstromgesetz.....	21
Young Energy Europe – ein neues Projekt zur Qualifizierung junger Berufstätiger	21
EU-Kommission stellt neue CO2-Normen für Pkws vor.....	22
Deutschland	23
Start des Marktstammdatenregisters verzögert sich weiter	23
Monitoring der Energiewende.....	24
Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt veröffentlichen Monitoringbericht 2017	26
Lohnt sich der Weiterbetrieb von Energieanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung?.....	27
BNetzA setzt Höchstpreis für Windausschreibung fest	28
dena: EEG-Umlage erreicht 2020 Höhepunkt.....	29
Preisrutsch bei Wind-Ausschreibungen geht weiter.....	30
Sechs-Stunden-Regelung ohne große Auswirkung auf Erlöse von EE-Anlagen	31
Grenzpreis Strom gesunken	31
Studie zur Wirkung einer CO2-Steuer im Strommarkt	32
Start des Regionalnachweisregisters für Grünstrom verzögert sich bis 2019.....	33
Bundeskabinett verbietet Aufteilung der Preiszone durch ÜNB	34
Energieberatung im Mittelstand – neue Förderrichtlinie veröffentlicht.....	34
STEP up! – fünfte Ausschreibungsrunde startet im März	35
OPEC verlängert Begrenzung der Rohölförderung.....	35
Netzbetreiber: Winterausblick auf Versorgungssicherheit bei Erdgas positiv	36
Studie: Synthetische Kraftstoffe (E-Fuels) für Energiewende im Verkehr notwendig	36
Bundesregierung präsentiert Sofortprogramm Saubere Luft 2017 bis 2020.....	37

Webinar Speicher online.....	38
Start der Qualifizierung „Betriebliche/r Mobilitätsmanager/in“ in NRW.....	39
Service	39
Neues DIHK-Merkblatt "Kundenanlage und geschlossenes Verteilnetz"	39

Editorial

■ „Drei – Fünf – Sieben – Neun – Null“

Klimaschutz und Energiewende waren bei den Sondierungen für eine Koalition von CDU/CSU, FDP und Grünen ein prominentes Thema. Einig waren sich die Verhandlungspartner, das Klimaabkommen von Paris und die nationalen Klimaschutzziele nicht infrage zu stellen. Was das für die nationale Klimapolitik konkret bedeutet, war umstritten. Muss die Stromerzeugung aus Kohle, vor allem aus Braunkohle, beschleunigt heruntergefahren werden? Oder kann und soll Deutschland darauf vertrauen, dass sich in der kommenden Phase des EU-Emissionshandels kohlenstoffarme Energieträger durchsetzen und zur Erreichung der Klimaschutzziele, wenn auch ein paar Jahre später, beitragen?

„Die Handlungslücke zur Erreichung des Klimaschutzziels 2020 beträgt nach derzeitigen Schätzungen zwischen 32 und 66 Millionen Tonnen CO₂. Diese Lücke wird bis zur Hälfte durch die Reduzierung der Kohleverstromung geschlossen. Zur Wahrung der Versorgungssicherheit wird die Kohleverstromung damit bis zum Jahr 2020 um höchstens 3 bis 5 Gigawatt reduziert.“ So der Konsens zwischen CDU/CSU und FDP. Die Grünen sehen die Lücke bei 90 bis 120 Millionen Tonnen CO₂, so dass „die Kohleverstromung bis zum Jahr 2020 um 8 bis 10 Gigawatt zu reduzieren ist.“ Zwar waren sich die Jamaikaner nicht über die Größe der Lücke einig. Verständigen konnten sie sich jedoch darauf, mindestens die Hälfte der Lücke durch die kurzfristige Herausnahme von Kohlekraftwerken zu schließen. Gestützt durch eine Bewertung des Bundeswirtschaftsministeriums standen dann 7 Gigawatt, gerüchteweise sogar bis zu 9 Gigawatt, als möglicher Kompromiss im Raum.

Die Sondierungen sind gescheitert. Also erst einmal alles zurück auf Los. Oder doch nicht? Was sollte die Politik mit Blick auf den Wirtschaftsstandort auf jeden Fall beachten, wenn sie weiter über Anpassungsmaßnahmen im Kraftwerksbestand nachdenkt?

Erstens: Die Versorgungssicherheit der Wirtschaft am Standort Deutschland darf nicht gefährdet werden. Wann das Risiko zu groß ist, wird – erwartungsgemäß – von Branche zu Branche unterschiedlich gesehen. Die Energiewirtschaft sieht die Grenze bei 5 Gigawatt und

auch nur für Kraftwerke „nördlich der Mainlinie“. Bis 2023, wenn die Kernkraftwerke nicht mehr produzieren, sei der heute vorhandene Überschuss an gesicherter Leistung vollständig abgebaut. Einer Jahreshöchstlast von 81,8 GW stünden dann noch 73 bis 75 GW gesicherte Leistung gegenüber.

Zweitens: Die Stromkosten für die Unternehmen sollten sinken, nicht weiter steigen. Wenn Kraftwerke vorzeitig vom Netz gehen sollen, wird dies nicht ohne Entschädigung für die Anlagenbetreiber gehen. Auch wenn man hier via Auktion die Kosten drücken kann, ein dreistelliger Millionenbetrag pro Gigawatt dürfte fällig werden. Die bereits beschlossene 2,7 GW umfassende Sicherheitsbereitschaft kostet über sechs Jahre insgesamt rund 1,4 Mrd. Euro. Wie stark sich preissteigernd auswirkt, dass weniger Erzeugungsanlagen am Markt sind, lässt sich schwer prognostizieren. Doch selbst eine kleine Steigerung von 0,1 Cent/kWh kostet Wirtschaft und private Haushalte bereits 500 Millionen Euro pro Jahr.

Drittens: Deutschland sollte seine „elektrischen Nachbarn“ nicht wieder wie 2011 vor vollendete Tatsachen stellen. Die Stilllegung von Kraftwerken im größeren Umfang ist keine rein nationale Frage mehr, sondern wirkt sich auf die Versorgungssicherheit der Anrainerstaaten im Strombinnenmarkt aus. Frankreich, Belgien und Polen waren in den letzten beiden Jahren zeitweise auf Lieferungen aus Deutschland angewiesen, um Kraftwerksausfälle zu kompensieren. Umgekehrt kalkuliert auch Deutschland bei der ab 2023 zu erwartenden zeitweiligen Unterdeckung ganz selbstverständlich mit nachbarlicher Berechenbarkeit im grenzüberschreitenden Stromaustausch.

Viertens: Klimaschutzmaßnahmen sollten auch zu Klimaeffekten führen, nicht nur zu einer Optimierung der nationalen CO₂-Bilanz. Das BMWi weist darauf hin, dass täglich rund 300 GWh über die Grenzen gehandelt werden, also die Strommenge aus umgerechnet 12 Kernkraftwerken oder 34 Kohlemeilern exportiert oder eben auch importiert werden kann. Da lohnt es sich, genauer zu betrachten, mit welcher „Art“ Strom wegfallende Erzeugungsmengen aus deutschen, nach dem Stand der Technik betriebenen Kohlekraftwerken ersetzen werden.

Daneben spielen eine Reihe anderer Faktoren eine wichtige Rolle: Was geschieht in den Braunkohleregionen, wenn Kraftwerke stillgelegt werden? Wie kann man in welchem Zeitraum regionale Wirtschaftsstrukturen so umgestalten, dass die betroffenen Gebiete nicht abgehängt werden?

All das wird auch in der Wirtschaft intensiv diskutiert – mit unterschiedlichen Gewichtungen der Argumente und unterschiedlichen Schlussfolgerungen. Ein Indiz dafür, dass es sich lohnt, Eingriffe in die nationale Stromerzeugung sehr sorgfältig zu analysieren. Vielleicht

wissen wir am Ende der Diskussion dann auch besser, welche Zahl die richtige ist: drei, fünf, sieben, neun oder null? (Hüw)

International

Gleiche Standards für alle immer noch umstritten

■ COP23: Kleine Fortschritte bei Umsetzungsregeln des Pariser Klimaabkommens

Die zweiwöchigen Verhandlungen bei der 23. Weltklimakonferenz (COP23) in Bonn haben es den Vertragsstaaten ermöglicht, die Grundlagen für wichtige Entscheidungen zu den Umsetzungsregeln des Pariser Klimaabkommens zu erarbeiten. Diese sollen entsprechend des vor zwei Jahren in Paris festgelegten Zeitplans bei der 24. COP in der polnischen Industriestadt Katowice Ende 2018 gefällt werden.

Die in Bonn verfassten [Entscheidungsvorlagen](#) tragen die oft noch gegensätzlichen Positionen der Staaten zusammen. Bis zur COP in Polen müssen diese nun strukturiert und erste Vorentscheidungen zu technischen Fragen getroffen werden. Um dieses enorme Arbeitspensum bewältigen zu können, haben die Delegierten auch [beschlossen](#), eine zusätzliche Verhandlungsrunde im Frühjahr 2018 einzuberufen.

Von besonderer Bedeutung für die effektive Umsetzung des Pariser Klimaabkommens sind die Regeln zur Messung, Berichterstattung und Überprüfung von Emissionsminderungen. In den Verhandlungen hat sich jedoch erneut gezeigt, dass gerade einige Schwellenländer eine Gleichbehandlung mit Industriestaaten weiter ablehnen und „Flexibilität“ einfordern.

Dies bedauert der DIHK, der sich vor Beginn der Konferenz für weltweit einheitliche Standards ausgesprochen hat. Nur so kann sichergestellt werden, dass alle Staaten ihre selbst festgelegten Klimaschutzbeiträge auch tatsächlich liefern. Die EU und Deutschland sollten deshalb in Zukunft weiter darauf pochen, gleiche Regeln für alle festzulegen. Gleichzeitig werden die Staaten, die neuen Pflichten unterliegen, beim Aufbau der notwendigen institutionellen Kapazitäten unterstützt.

Geeinigt haben sich die Delegierten in Bonn auch auf den sogenannten „[Talanoa-Dialog](#)“. Dieser im Januar 2018 beginnende Diskussionsprozess soll den Staaten unter anderem helfen auszuloten, inwiefern sie ihre Klimaschutzanstrengungen intensivieren können – womöglich auch noch bevor das Pariser Abkommen im Jahr 2020 das bisherige, auf dem Kyoto-Protokoll basierende internationale Klimaregime ablöst. (JSch)

■ **Internationale Energieagentur legt World Energy Outlook 2017 vor**

**Energieverbrauch steigt
bis 2040 um 30 %**

Der Energiehunger der Welt wächst bis 2040 weiter: Die Internationale Energieagentur (IEA) geht von einem Anstieg von 30 Prozent in den nächsten 23 Jahren aus. Dies entspricht dem heutigen kumulierten Energieverbrauch Chinas und Indiens. 40 Prozent der Zunahme des Primärenergiebedarfs werden bis 2040 von erneuerbaren Energien gedeckt.

Weitere zentrale Ergebnisse des Energie Outlooks:

- Bis 2040 wird die Kapazität von Kohlekraftwerken um 400 GW wachsen. Die Zuwachsrate wird aber immer weiter abflachen.
- Der Erdgasverbrauch wird um 45 Prozent zulegen. Treiber ist weniger der Stromsektor, sondern vielmehr der industrielle Einsatz.
- 2040 werden 40 Prozent der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen stammen. PV wird die größte installierte Leistung aufweisen.
- In der EU wird der Anteil der Erneuerbaren im Stromsektor auf 80 Prozent steigen. Wind wird die größte Erzeugungsquelle in den 2030er-Jahren werden.
- Der Anteil direkt eingesetzter erneuerbarer Energien im Wärme- und Verkehrssektor wird von 9 auf 16 Prozent zulegen.
- Die Bedeutung von Strom wird wachsen: 40 Prozent des zusätzlichen Energieverbrauchs sind Stromanwendungen.
- In 23 Jahren soll es 280 Mio. E-Autos weltweit geben, heute sind es 2 Mio.
- In den späten 2020er-Jahren werden die USA neben einem Nettoexporteur für Gas auch Nettoexporteur für Öl werden.
- CO₂-Emissionen werden weiter zunehmen, abseits des Stromsektors. Allerdings wird der Anstieg weniger stark ausfallen, als noch letztes Jahr angenommen (35,7 Gigatonnen vs. 36,3 Gigatonnen. 2016: 32 Gigatonnen).

Weitere Informationen erhalten Sie [hier](#). (Bo, tb, MBe)

■ **Umdenken in der brasilianischen Industrie – Klimaextreme erfordern Wassereffizienz und Umweltmanagement**

Workshop über den brasilianischen Wassersektor

Anfang November veranstalteten die Auslandshandelskammern Rio de Janeiro und São Paulo im Rahmen der „Exportinitiative Umwelttechnologien“ des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) und in Zusammenarbeit mit der DIHK Service GmbH Workshoptage zum Thema „Wassereffizienz in der Industrie“. An zwei Tagen diskutierten insgesamt 130 Teilnehmende über den brasilianischen Wassersektor.

Zudem wurden Sachstand, Chancen und Handlungsfelder in den Branchen Metallurgie/Metallindustrie, Chemie und Pharmazie sowie Nahrungsmittel und Getränke erörtert. Experten stellten Best Practices, Lösungsmechanismen und Forschungsergebnisse vor.

Als Referenten konnten hochkarätige Experten aus Brasilien und Deutschland gewonnen werden. Dazu trug neben der Vernetzung der AHK vor Ort auch der Kontakt zu den Industrie- und Handelskammern in Deutschland bei. Die IHK Darmstadt vermittelte mit Julian von Düffel von EnviroChemie einen Experten im Bereich der industriellen Abwassertechnologie mit Regionalerfahrung in Brasilien. Wirtschaftsseitig waren aus Deutschland außerdem die Unternehmen Wehrle und DAS mit Vorträgen, Panel-Teilnahmen und Moderationsbeiträgen vertreten.

Die BASF zeigte am Beispiel ihres Guaratinguetá Chemiekomplexes, das mit einem geschlossenen Wassersystem arbeitet, wie wassertechnisch eine Unabhängigkeit von externen Einflüssen auf die Produktion möglich ist. Petrobras stellte ebenfalls einen Ansatz vor, der in den eigenen Werken zu einer höheren Wassereffizienz durch Wiederverwertung beiträgt. Fernanda Dalcanale, Beraterin für Planung und Management von Wasserressourcen, brachte mit der Vorstellung Internationaler Best Practices eine globale Perspektive in die Konferenz.

Auf brasilianischer Seite stellten Vertreter von Umwelt-Unternehmen und forschungsnahen Beratungen ebenfalls Lösungen vor, hier sind Cabot, Braskem, Abiquim, Embrapa Instrumentação, Fábrica Carioca de Catalisadores, Tecma Tecnologia em Meio Ambiente Ltda. und SENAI-RJ zu nennen. Vertreter des brasilianischen Industrieverbandes waren ebenfalls vertreten.

Von wissenschaftlicher Seite begleiteten Professor Carlos Mierzwa vom Fachbereich Hydraulik und Umwelttechnik der Universität São Paulo, Professor Paulo Canedo der Universität Rio de Janeiro (Bauwesen und Hydrologie) und Professor José Féres von der IPEA/FGV (Institut für angewandte ökonomische Forschung) die Veranstaltung. Die IPEA/FGV

leistete 2015 mit einer Studie, in der fast 500 Akteure der Wasserwirtschaft befragt wurden, einen grundlegenden Überblick über die Probleme der Industrie vor Ort. Diese wurden in São Paulo und Rio de Janeiro intensiv thematisiert.

Die Bandbreite der vorgestellten Ansätze reichte von einfach adaptierbaren Anlagen-Lösungen, Prozessverbesserungen, über Umkehrosmose-Technologien bis hin zu Hightech-Forschung. Als Experte für praxisnahe Forschung und Entwicklung sprach Frank-Holm Rögner vom Dresdner Fraunhofer-Institut hier über die Möglichkeiten der Abwasserbehandlung in der Pharmaindustrie durch Bestrahlung mit niederenergetischen Elektronen. Insgesamt wurde in allen Fachworkshops und auf dem Podium angeregt diskutiert.

In den zwei Tagen wurde deutlich, dass oft bereits aus der Optimierung von Prozessen Einsparpotenziale und Verbesserungen generiert werden können. Der Bedarf an ganzheitlichen, qualitativ hochwertigen und effizienten Konzepten in betrieblichen Wasser- und Umweltthemen ist da, auch wenn durch das relativ hohe Zollniveau heimische Unternehmen und jene, die bereits über Produktions- und Distributionsstrukturen verfügen im Vorteil sind.

Ein Ergebnis der Workshoptage war, dass die Industrie nicht darauf warten darf, bis von politischer Seite Maßnahmen zur Senkung des Wasserverbrauchs, zur Wiederverwendung und zur Abwasserklärung ergriffen werden. Eine erneute Wasserkrise würde die brasilianische Industrie schädigen. Nichtsdestotrotz muss auch weiterhin Überzeugungsarbeit geleistet werden, warum Wassereffizienz und Abwasserklärung für den privaten und den öffentlichen Sektor wichtig und langfristig sinnvoll ist und klar aufgezeigt wird, dass sich die Investition in Wassereffizienztechnik auch monetär langfristig auszahlt. (KD)

■ **RGIT veröffentlicht Blickpunkt zur US-Energiepolitik**

Entwicklungen seit Januar 2017

Das Verbindungsbüro des DIHK und des BDI in Washington (Representative of German Industry and Trade) veröffentlichte einen Blickpunkt mit dem Titel „[US-Energiepolitik – Ein Blick hinter die Schlagzeilen](#)“. Er gibt einen Überblick über energiepolitische Entwicklungen auf der föderalen und einzelstaatlichen Ebene in den USA seit Januar 2017. Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die US-Energiepolitik von einer gewissen Dezentralität gekennzeichnet ist. Die Administration, der US-Kongress und die einzelnen Bundesstaaten dürfen eine Reihe eigener

energiepolitischer Maßnahmen ergreifen. Die Schwerpunkte der Publikation sind Emissionsminderungsziele, der Energiemix und Energieeffizienzstandards für Fahrzeuge. (bp)

Europa

Endgültige Reform wird mit Rat ausverhandelt

■ Energieeffizienz: ITRE-Ausschuss stimmt für höhere und verbindlichere Ziele

Der Industrie- und Energieausschuss des Europäischen Parlaments fordert ein verbindliches EU-Energieeffizienzziel von 40 % für das Jahr 2030. Zudem werden bisher bestehende Flexibilitäten, wie die Anrechnung älterer Maßnahmen, eingeschränkt, um das Einsparziel zu verschärfen. Dies könnte auch die deutsche Regierung zu neuen Maßnahmen zwingen.

Die Abgeordneten des Industrie- und Energieausschusses des Europäischen Parlaments haben sich am 28. November mit einer knappen Mehrheit (33 gegen 30 Stimmen) auf Vorschläge für die Reform der Energieeffizienz-Richtlinie verständigt. Im Januar soll im Plenum ein Mandat für die Verhandlungen mit dem Rat verabschiedet werden. Letzterer hat seine Position bereits Ende Juni festgelegt.

Die Kernpunkte der Position des Ausschusses:

> **Das Energieeffizienzziel für die EU soll verbindlich sein und 40 % bis 2030 betragen.** Die Europäische Kommission hatte ein verbindliches Ziel von 30 % vorgeschlagen, der Rat ein unverbindliches 30 %-Ziel.

> **Die Mitgliedsstaaten sollen verbindliche, nationale Ziele festlegen.** Diese sollen kumulativ sicherstellen, dass der Primärenergieverbrauch der EU im Jahr 2030 1132 Mtoe nicht übersteigt (-34 % im Vergleich zu 2005). Der Endenergieverbrauch darf nicht mehr als 849 Mtoe betragen (-31 % im Vergleich zu 2005). Es wird explizit festgelegt, dass das nationale Ziel als ein Ziel zur Reduzierung der Energieintensität definiert werden darf. Der Kommissionsvorschlag und die Ratsposition sehen keine national verbindlichen Ziele vor.

> **Die in Artikel 7 vorgesehenen Flexibilitätsoptionen zur Erreichung des 1,5 %-Einsparziels für die Zeit nach 2020 sollen stark eingeschränkt werden.**

Der Energieverbrauch des Transportsektors kann bei der Berechnung des Ausgangsniveaus des Endenergieverbrauchs nicht mehr herausgerechnet werden. Laut vorläufigen Schätzungen der EU-Kommission

würde diese Änderung die benötigten Einsparungen um etwa 50 % erhöhen.

Die Möglichkeit, die Einsparverpflichtung um bis zu 25 % zu senken, wird ebenfalls eingeschränkt, was ebenfalls zu höheren Einsparzielen nach 2020 führen würde:

- Der Verbrauch der ETS-Sektoren muss in Zukunft bei der Berechnung des Ausgangsniveaus des Endenergieverbrauchs berücksichtigt werden. Zudem soll eigenverbrauchte Energie, die auf oder in Gebäuden erzeugt wird, nicht (wie von der Europäischen Kommission vorgeschlagen) von der Einsparverpflichtung abgezogen werden können.
- Effekte von Maßnahmen, die vor 2014 ergriffen wurden, können nach 2020 nicht mehr zur Erreichung des 1,5 %-Ziels angerechnet werden, auch wenn sie über 2020 hinaus zu Einsparungen führen. Zudem müssen Maßnahmen, die bis 2020 auslaufen, für den Zeitraum nach 2020 ersetzt werden. Letztere Regelung führt laut Kommission zu einer Verschärfung der jährlichen Einsparverpflichtung um 18 %.

Sonstige Elemente der Ausschussposition:

- Das 2020-Ziel bleibt in seiner jetzigen Form bestehen. Den Mitgliedsstaaten steht es weiterhin frei, ihr Ziel als Primär- oder Endenergie-Ziel zu definieren. Die Kommission hatte vorgeschlagen, dass die Mitgliedsstaaten sowohl ein Primär- als auch ein Endenergieziel festlegen.
- Die Pflichten für Gebäude der öffentlichen Hand werden verschärft. Ab 2021 soll beispielsweise die Renovierungspflicht für Gebäude im Besitz der Zentralregierung auf alle Gebäude in öffentlichem Besitz ausgeweitet werden.
- Politikmaßnahmen zur Erreichung des Einsparziels (Energieeinsparverpflichtungssysteme und alternative Maßnahmen) sollen zur Bekämpfung der Energiearmut beitragen.
- Die Vorgaben zur Installation von Messeinrichtungen zur Verbrauchserfassung bei der Fernwärme-, Fernkälte- und Warmbrauchwasserversorgung werden etwas entschärft. So sollen bei Festlegungen für Pflichteinbautfälle Kosten und Nutzen stärker berücksichtigt werden.
- Die Vorgaben bezüglich der Abrechnung von Heizungs- und Kühlungskosten werden leicht verschärft. So sollen nicht nur Endkunden, sondern auch Verbraucher, die keinen eigenen Versorgungsvertrag mit einem Lieferanten abgeschlossen haben, aber über ein zentrales System versorgt werden, Rechnungs- und Verbrauchsinformationen zur Verfügung gestellt bekommen.

- Die Richtlinie soll alle 5 Jahre bewertet werden. Im Bericht zur Lage der Energieunion sollen die Wechselwirkungen der Energieeffizienzrichtlinie mit dem ETS beleuchtet werden.
- Die Mitgliedsstaaten können einen Primärenergiefaktor von 2,0 für Strom festlegen. Eine Abweichung hiervon ist möglich, wenn diese ausreichend begründet wird.

DIHK-Bewertung:

- Die Entscheidung, auf EU-Ebene auch weiter auf absolute Verbrauchsobergrenzen zu setzen, ist bedauerlich. Zu begrüßen ist, dass die Reduzierung der Energieintensität als mögliche Definition für nationale Ziele explizit anerkannt wird.
- Die Einschränkung der Flexibilität, über die Mitgliedsstaaten bei der Erreichung des 1,5 %-Ziels verfügen, lehnt der DIHK ab. Besonders sollten auch Maßnahmen, die vor 2014 ergriffen wurden, und nach 2020 noch zu Einsparungen führen, weiter auf das Einsparziel angerechnet werden können. In Deutschland bestände ansonsten konkret die Gefahr, dass frühzeitig ergriffene Maßnahmen nach 2020 nicht mehr berücksichtigt würden. Dies könnte beispielsweise den Spitzenausgleich betreffen, dessen gesetzliche Grundlagen und Umsetzungsregeln vor 2014 verabschiedet wurden.
- Generell sollte das von der Europäischen Kommission vorgeschlagene Effizienzziel nicht ohne eine gründliche Folgenabschätzung verschärft werden.
- Der Transportsektor und die ETS-Sektoren werden bereits durch eine (sektorspezifische) EU-Regulierung zur Verbesserung ihrer Energieeffizienz verpflichtet. Deshalb sollten sie auch in Zukunft bei der Berechnung des Einsparziels der Energieeffizienzrichtlinie ausgespart werden können.
- Die bessere Information der Verbraucher über ihren Energieverbrauch ist zu begrüßen. Gleichzeitig ist es richtig, dass individuelle Zähler nur dort installiert werden, wo das daraus resultierende Einsparpotenzial die Kosten der Installation übersteigt.
- Die Wechselwirkungen zwischen ETS und Effizienzpolitik genauer unter die Lupe zu nehmen, ist sinnvoll. (JSch)

Keine Zielverpflichtung für Wärmemarkt

■ Erneuerbare Energien-Richtlinie: Federführender Ausschuss legt Verhandlungsposition fest

Der Industrieausschuss des Europäischen Parlaments hat am 28. November seine Position zur Reform der Erneuerbare-Energien-Richtlinie verabschiedet. Die Abgeordneten fordern, dass erneuerbare Energien bis 2030 35 Prozent des Endenergieverbrauchs in der EU abdecken.

Jeder Mitgliedstaat soll sich zudem selbst ein nationales und dann ebenfalls verbindliches Ziel setzen. Für den Fall, dass die nationalen Ziele in ihrer Summe die Erreichung des EU-Ziels nicht sicherstellen, soll anhand einer in die Richtlinie aufgenommenen Formel ein Mindestbeitrag für jeden Mitgliedstaat berechnet werden. Staaten, die diesen Richtwert nicht erreichen, müssen ihr Ziel nachbessern.

Die Regeln zur Ausgestaltung der Fördersysteme wurden von den Abgeordneten teilweise abgeändert und teilweise präzisiert. Die Parlamentarier legen unter anderem fest, dass Ausschreibungen unter bestimmten Bedingungen technologiespezifisch sein dürfen. Zudem sollen bei Ausschreibungen die Besonderheiten von Energiegemeinschaften und Eigenverbrauchern berücksichtigt werden, um diesen gleiche Wettbewerbschancen zu garantieren. Von der Kommission wird verlangt, dass diese ihre aktuell geltenden Beihilferichtlinien entsprechend anpasst.

Die von der Kommission vorgeschlagene verpflichtende Öffnung der Fördersysteme für ausländische Anbieter wurde eingeschränkt. Die Staaten werden schließlich verpflichtet, Anstrengungen zu unternehmen, um den Anteil erneuerbarer Energien im Wärme- und Kältesektor im Zeitraum 2021-2030 jedes Jahr um zwei Prozentpunkte zu steigern. Die Europäische Kommission schlug eine Steigerung um einen Prozentpunkt vor.

Der DIHK beurteilt vor allem die Abkehr von einer Zielverpflichtung für den Wärme- und Kältesektor positiv, auch wenn das indikative Ziel von 2-Prozent-Punkten weiter unrealistisch erscheint. Die Aufnahme von präziseren Regeln zu den Förderbedingungen in die Richtlinie birgt das Potenzial, bei Investoren für mehr Rechtssicherheit zu sorgen. Grundsätzliches Ziel der EU-Regeln sollte weiterhin die Marktintegration der erneuerbaren Energien sein. (JSch)

■ **Preisgrenzen für Marktkopplung in der EU: ACER hat entschieden**

Anpassungsmechanismus vorgesehen

Die europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden hat die Preisobergrenzen für Day-Ahead und Intraday-Strommärkte in der EU festgelegt. Deutschland ist zumindest vorerst davon nicht betroffen, da hier die festgelegten Grenzen bereits gelten.

Die 2015 in Kraft getretene Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (Netzkodex "CACM") sieht vor, dass die nominieren Strommarktbetreiber (NEMOs) den Regulierungsbehörden der EU-Staaten Vorschläge für die Harmonisierung der Höchst- und Mindestclearingpreise im Rahmen der Intraday- und Day-Ahead-Marktkopplung unterbreiten. Dies ist im Februar 2017 geschehen. Die nationalen Regulierungsbehörden konnten sich im Anschluss jedoch nicht auf eine gemeinsame Position einigen und haben ACER um eine Entscheidung ersucht.

Letztere ist nun am 14. November getroffen worden.

Die Grenzen für den Day-Ahead-Markt wurden auf -500 Euro/MWh (Mindestpreis) und 3000 Euro/MWh (Höchstpreis) festgelegt.

Für den Intraday-Markt beläuft sich der Mindestpreis auf -9999 Euro/MWh und der Höchstpreis auf 9999 Euro/MWh.

Für den deutschen Day-Ahead und Intraday-Markt ergibt sich nach DIHK-Einschätzung zunächst kein Änderungsbedarf, da genau diese technischen Preisgrenzen heute bereits an der Strombörse Anwendung finden.

Darüberhinaus hat die Agentur entschieden, einen **Anpassungsmechanismus** einzuführen, so dass der "Value of lost load" bei der Preisbildung besser berücksichtigt wird. Konkret sieht dieser vor, dass die Preisobergrenze erhöht wird, sobald der Clearingpreis in einer oder mehreren Gebotszonen 60 % des Höchstpreises erreicht hat. Verhindert werden soll damit, dass die freie Preisbildung durch die Festsetzung technischer Grenzen gestört wird. Dies könnte somit auch die deutschen Spotmärkte treffen. Bisher wurden die technischen Preisgrenzen jedoch noch nie erreicht. Mit steigender Erneuerbaren-Energien-Einspeisung, einer aktiveren Rolle der Endverbraucher auf den Märkten und weniger Grundlastkraftwerken könnte sich dies in Zukunft ändern.

Vermieden werden soll auch, dass der Höchstclearingpreis für den Day-Ahead-Markt nach einer Anpassung den Höchstclearingpreis für den Intraday-Markt übersteigt. In solch einem Fall ist vorgesehen, dass der letztere durch eine Erhöhung automatisch angeglichen wird.

Der DIHK hat sich im September an der ACER-Konsultation beteiligt und die Einführung des Anpassungsmechanismus unterstützt.

Die Entscheidung von ACER finden Sie [hier](#), das Dokument mit den Detailregelungen [hier](#). Die Marktbetreiber müssen die neuen Regeln einhalten, sobald sie den im Netzkodex "CACM" vorgesehenen Marktkopplungsbetreiber-Plan umgesetzt haben. (JSch)

■ EU-Emissionshandel: Die Details der Einigung zwischen Rat und Parlament

Gratiszuteilung für Industrie wird bei Bedarf erhöht

Der Rat und das Europäische Parlament haben sich in der Nacht vom 8. auf den 9. November auf die Reform des Europäischen Emissionshandels für die vierte Handelsperiode (2021 - 2030) geeinigt. Die informelle Vereinbarung der Verhandlungsteams beider Institutionen muss formell bestätigt werden, bevor die Reform in Kraft treten kann. Dies wird voraussichtlich noch vor Ende des Jahres geschehen.

Die vereinbarten Änderungen zielen darauf ab, das Preissignal durch eine Verknappung der Zertifikate zu stärken, die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zu erhalten und Innovationen und Modernisierungen in Unternehmen zu fördern.

Die Einzelheiten der Einigung

1. Maßnahmen zur Verknappung der Zertifikate

- Der lineare Reduktionsfaktor wird ab 2021 von 1,7 % auf 2,4 % erhöht. Die Menge der jährlich zur Verfügung stehenden Zertifikate wird somit ab diesem Zeitpunkt jedes Jahr um 48 Millionen reduziert. In der aktuellen Handelsperiode beläuft sich die jährliche Reduktion des „Caps“ (Englisch für Obergrenze) auf 38 Millionen. Die Erhöhung des Reduktionsfaktors ist notwendig, um das für das Jahr 2030 festgelegte EU-Ziel einer Emissionsminderung von 43 % in den ETS-Sektoren zu erreichen. Das aktuelle Ziel beträgt 21 % bis 2020.
- Die Absorptionsrate der Marktstabilitätsreserve (MSR) wird ab 2019 bis 2024 von 12 % auf 24 % erhöht. Diese Maßnahme soll dazu beitragen, den Zertifikateüberschuss schneller abzubauen. Das Bundesumweltministerium geht davon aus, dass dadurch eine Knappheit bis zu fünf Jahre früher erreicht wird (im Vgl. zu einem Szenario ohne Reform) - vermutlich schon zu Beginn der nächsten Handelsperiode (ca. 2022).

Die Einführung der Marktstabilitätsreserve wurde im Jahr 2015 beschlossen. Der Mechanismus nimmt ab 2019 jedes Jahr 12 % der Zertifikate vom Markt, bis ein Volumen von ca. 833 Millionen im Umlauf

befindlichen Zertifikaten erreicht wurde. Sollte eine Untergrenze von 400 Millionen im Umlauf befindlichen Zertifikaten erreicht werden, so werden wieder Zertifikate aus der MSR für die Versteigerung zur Verfügung gestellt.

- Aus der MSR werden ab 2023 Zertifikate endgültig gelöscht, sobald das dort befindliche Volumen die Auktionsmenge des Vorjahres übersteigt. Der Gesamtumfang der MSR wird dadurch beschränkt. Laut BMUB könnten dadurch dem Markt ca. 2 Milliarden Zertifikate endgültig entzogen werden. Auch hier wird von einer preistreibenden Wirkung ausgegangen

DIHK-Bewertung: Der DIHK hat sich stets gegen wiederholte Eingriffe in das marktbasierete ETS ausgesprochen: Das Emissionshandelssystem basiert auf einer Mengensteuerung, denn die Einhaltung der Minderungsziele wird durch das vorgegebene „Cap“ sichergestellt. Auf eine Preissteuerung wurde bei der Konzeption des ETS bewusst verzichtet.

2. Wettbewerbsfähigkeit der Industrie erhalten

- Bei Bedarf wird der Anteil der für die kostenlose Zuteilung zur Verfügung stehenden Zertifikate um bis zu 3 % erhöht. Hierdurch soll die Anwendung des sektorübergreifenden Korrekturfaktors verhindert werden.

3 % der Zertifikate würden vom Versteigerungsanteil in den Zuteilungsanteil transferiert („Sicherheitspuffer“). Sollte dies die Anwendung des Korrekturfaktors nicht verhindern, würde darüber hinaus auf die Aufstockung des Modernisierungsfonds (der zum Versteigerungsanteil zählt) um 0,5 % aller Zertifikate (ca. 75 Millionen) verzichtet.

In der aktuellen Handelsperiode (2013 – 2020) wird der sektorübergreifende Korrekturfaktor angewandt, da das Gesamtvolumen der Gratiszuteilung den vorgesehenen Anteil übersteigt. Dadurch werden allen Sektoren jedes Jahr ungefähr 11 % der Gratiszertifikate entzogen, unabhängig von ihrer Handels- und Emissionsintensität. Diese pauschale Reduzierung belastet vor allem besonders energieintensive Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen und trägt den teilweise sehr unterschiedlichen technisch möglichen Minderungsmöglichkeiten der verschiedenen Sektoren wenig Rechnung.

- Auch nach 2020 wird die Carbon-Leakage-Liste weitergeführt. Ob ein Sektor aufgenommen wird, entscheidet sich grundsätzlich auf Grundlage einer quantitativen Bewertung der Handels- und Emissionsintensität auf Sektorebene. Die bisherige Berechnungsmethode wird jedoch nicht mehr genutzt. Zukünftig gilt: Übersteigt das Produkt aus Handelsintensität (Werte Importe + Exporte in Drittländer geteilt durch Gesamtmarkt im EWR, d. h. Umsatz im EWR plus Importe aus Drittländer) und Emissionsintensität (kg CO₂ geteilt durch Bruttowertschöpfung) eines Sektors einen Schwellenwert von 0,2, so wird er auf die Liste aufgenommen. Die

dritte Carbon-Leakage-Liste für die vierte Handelsperiode wird aktuell von der Europäischen Kommission vorbereitet. Hierzu führt die Brüsseler Behörde [eine Konsultation](#) bis zum 12. Februar 2018 durch.

- Liegt das Ergebnis der quantitativen Bewertung bei über 0,15, können betroffene Sektoren eine qualitative Bewertung des Carbon-Leakage-Risikos auf NACE-4-Ebene oder auf Produktebene (Prodcum) beantragen, um doch noch auf die Carbon-Leakage-Liste zu gelangen. Anträge auf Aufnahme auf die CL-Liste können bis zum 30. Juni 2018 auch von Mitgliedsstaaten gestellt werden, wenn die betroffenen Sektoren den 0,2-Schwellenwert auf Produktebene überschreiten.
- Carbon-Leakage-gefährdete Sektoren erhalten weiterhin 100 % der benötigten Zertifikate bezogen auf die benchmarks kostenlos.
- Nicht Carbon-Leakage-gefährdete Sektoren erhalten 30 % der Zertifikate zwischen 2021 und 2025 kostenlos. Zwischen 2026 und 2030 sinkt die Gratiszuteilung dann sukzessive auf 0 %. Im Vergleich zur aktuellen Handelsperiode wird die Gratiszuteilung für einige Sektoren somit auslaufen. Die Fernwärme wurde davon ausgenommen.
- Die Benchmarks werden anhand realer Daten für fünf Jahre bestimmt. Sie werden anhand der Leistung der 10 % effizientesten Anlagen festgelegt. Hierzu werden die bestehenden Benchmarks mit den Emissionswerten der 10 % effizientesten Anlagen im Jahr 2016 verglichen. Die daraus errechnete Verbesserungsrate wird dann bis zur Zuteilungsperioden 2021 - 2026 und 2026 - 2030 fortgeschrieben. Die Europäische Kommission hatte ursprünglich eine pauschale Reduktion der Benchmarks um jährlich 1 % (oder 0,5 bzw. 1,5 %) vorgeschlagen.
- Die jährliche Abwertung der Benchmarks beläuft sich auf minimal 0,2 % und maximal 1,6 %, in Abhängigkeit der Effizienzentwicklung der effizientesten Anlagen.
- Die Gratiszuteilung wird angepasst, bei Produktionszuwächsen oder Verringerungen von über 15 % innerhalb von 2 Jahren. In der aktuellen Handelsperiode werden Anpassungen nur im Falle einer Kapazitätserweiterung oder Verringerung und bei Neuanlagen vorgenommen.
- Die Kompensation von auf das ETS zurückzuführenden Erhöhungen des Strompreises ist auch nach 2020 möglich. Die von einigen Staaten geforderte Harmonisierung der unterschiedlichen nationalen Systeme ist nicht vorgesehen. Die Kommission wird jedoch beauftragt, hierzu später Vorschläge zu unterbreiten, wenn sie dies für nötig hält. Zudem werden die Staaten angehalten, nicht

mehr als 25 % der Versteigerungserlöse für die Kompensation einzusetzen. Ab 2018 gelten zudem strengere Transparenzvorschriften.

- Kleinanlagen, die drei Jahre vor Beginn der Handelsperiode jährlich weniger als 2.500 Tonnen CO₂ emittieren, können vom ETS ausgenommen werden, ohne dass wie bisher gleichwertige Maßnahmen ergriffen werden müssen. Das gleiche gilt für Anlagen, die in der gleichen Periode jedes Jahr weniger als 300 Stunden laufen. Die aktuell in der ETS-Richtlinie bestehenden Ausnahmeregeln für Anlagen, die bis zu 25.000 Jahrestonnen emittieren, bleiben bestehen.

DIHK-Bewertung: Positiv ist, dass die Mechanismen zur Vermeidung von Carbon-Leakage auch in der vierten Handelsperiode bestehen bleiben. Gerade vor dem Hintergrund der preistreibenden Maßnahmen zur Verknappung der Zertifikate wird ihre Bedeutung sogar noch zunehmen.

Auch die Erhöhung der Gratiszuteilung zur Vermeidung des sektorübergreifenden Korrekturfaktors kann helfen, Produktionsverlagerungen von energie- und handelsintensiven Unternehmen ins außereuropäische Ausland zu vermeiden.

Die Bestimmung der Benchmarks für die Gratiszuteilung anhand realer Daten ist ebenfalls ein Fortschritt, da hierdurch Effizienzsteigerungspotenziale präziser erfasst werden. Dennoch ist es richtig, dass für die Anpassung eine Obergrenze vorgesehen ist. Denn in vielen Sektoren haben die Anlagenbetreiber in der Vergangenheit die bestehenden Effizienzpotenziale ausgeschöpft und stoßen seither an die Grenzen des physikalisch machbaren. Grundsätzlich besteht weiterhin das Risiko, dass bestimmte Unternehmen bestraft werden, die produktionsbedingt oder technisch nicht in der Lage sind, ihre Effizienz zu steigern.

Die dynamischere Zuteilung bei starken Produktionszuwächsen oder Verringerungen trägt dazu bei, dass das ETS wirtschaftliches Wachstum nicht bremst.

Die Fortführung der Strompreiskompensation nach 2020 ist sichergestellt. Dennoch wird in der reformierten Richtlinie an mehreren Stellen deutlich, dass einige Mitgliedsstaaten weiter auf eine Harmonisierung der bestehenden Mechanismen auf EU-Ebene und eine Begrenzung der Kompensation drängen. Deutschland sollte sich weiterhin für eine flexible Handhabung einsetzen, da sich das nationale System bewährt hat.

Die Möglichkeit, Kleinanlagen vom ETS auszunehmen, ist zu begrüßen. Auch wenn die vom DIHK geforderte Anhebung der Bagatellgrenze

nicht beschlossen wurde, so trägt die neue Regelung zumindest zu einer Entlastung von KMU bei. Diese müssen keine gleichwertigen Maßnahmen zur Emissionsminderung mehr erbringen.

3. Innovation und Solidarität

- Der Innovationsfonds wird mit 400 Millionen Zertifikaten ausgestattet (325 Millionen aus dem Zuteilungsanteil, 75 Millionen aus dem Versteigerungsanteil). Sollte der sektorübergreifende Korrekturfaktor nicht zur Anwendung kommen, so werden 50 Millionen zusätzlich aus dem Versteigerungsanteil zur Verfügung gestellt. Dazu kommen noch 50 Millionen nicht versteigerte Zertifikate aus der Marktstabilitätsreserve und verbleibende Zertifikate aus dem NER300.

Als Nachfolger des „NER300“ fördert der Innovationsfonds Investitionen in innovative Projekte in den Bereichen Erneuerbare Energien, CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) bzw. Verwendung (CCU) sowie allgemein Innovationen, die zu Emissionsminderungen in der Industrie beitragen. Die Mittel stehen allen Mitgliedsstaaten zur Verfügung.

Neu ist, dass bereits Gelder fließen können, sobald gewisse Projektmeilensteine erreicht wurden. Der komplette Abschluss des Projekts mit nachgewiesenen CO₂-Einsparungen wird nicht mehr gefordert.

- Der Modernisierungsfonds wird mit 310 Millionen Zertifikaten ausgestattet. 75 Millionen können zudem zusätzlich zur Verfügung gestellt werden, wenn der sektorübergreifende Korrekturfaktor nicht zur Anwendung kommt.

Der Modernisierungsfonds stellt ärmeren Mitgliedsstaaten Mittel zur Modernisierung ihres Energiesektors bereit. Rat und Parlament haben sich gegen den Widerstand einiger osteuropäischer Staaten darauf geeinigt, dass die Mittel nicht für Investitionen in Kohleprojekte genutzt werden dürfen. Lediglich Rumänien und Bulgarien dürfen die Mittel in kohlebasierter Fernwärme investieren.

- Ärmere Mitgliedsstaaten dürfen ihrer Stromwirtschaft auch nach 2020 weiterhin kostenlose Zertifikate zuteilen. Die betroffenen Staaten dürfen unter bestimmten Bedingungen sogar 60 % statt 40 % der für die Versteigerung vorgesehenen Mengen kostenlos zuteilen. Hierzu müssen sie die Zertifikate, die ihnen auf Grundlage des Artikel 10(2)(b) der ETS-Richtlinie* zugeteilt wurden, in den Modernisierungsfonds überführen.

Die Förderung von Kohlekraftwerksneubauten und Kapazitätserweiterungen ist weiterhin nicht gestattet. Die vereinbarten Regeln sehen konkret vor, dass die Förderung die finanzielle Tragfähigkeit von sehr emissionsintensiver Stromproduktion nicht verbessern darf, bzw. die

Abhängigkeit von emissionsintensiven fossilen Brennstoffen nicht erhöht werden darf.

Das Parlament konnte sich mit seiner Forderung nach einer spezifischen CO₂-Emissionsobergrenze für geförderte Projekte nicht durchsetzen. Festgelegt wurde aber, dass generell nur bis zu 70 % eines Projekts gefördert werden können. Die restlichen 30 % der Investition müssen von Privatunternehmen getragen werden.

*Die ETS-Richtlinie sieht vor, dass 10 % aller für die Versteigerung vorgesehenen Zertifikate an die ärmeren Mitgliedsstaaten (Bruttoinlandsprodukt < 90 % des EU-Durchschnitts) verteilt werden.

DIHK-Bewertung: Die Öffnung des Innovationsfonds für Projekte, die zu Emissionsminderungen in der Industrie beitragen, sowie die explizite Nennung von CCU, sind positiv zu bewerten.

Kritisch sieht der DIHK die Fortführung der Gratiszuteilung für den Stromsektor in einigen Mitgliedsstaaten. Diese führt im Energiebinnenmarkt zu Wettbewerbsverzerrungen. Letztere sind vor allem auch vor dem Hintergrund der voranschreitenden grenzüberschreitenden Marktintegration nicht mehr zu rechtfertigen. (JSch)

■ EU-Emissionshandel: London kann Anwendung von Brexit-Schutzmechanismus noch abwenden

Verordnung bietet zwei Alternativen

Die Mitgliedstaaten haben in einem Expertenausschuss am 30. November einer Änderung der Verordnung zur Festlegung eines Unionsregisters zugestimmt. Diese bewirkt, dass britische CO₂-Zertifikate ab dem 1. Januar 2018 mit einem Ländercode versehen werden und anschließend nicht mehr zur Verpflichtungserfüllung genutzt werden können.

Dadurch soll auf die Tatsache reagiert werden, dass für britische Unternehmen im Falle eines „hard Brexit“ keine Verpflichtung mehr bestünde, zur Deckung der Emissionen aus dem Jahr 2018 im Folgejahr Zertifikate abzugeben. Die nicht mehr benötigten Emissionsrechte könnten daher an andere europäische Unternehmen verkauft werden.

Die veränderte Verordnung sieht nun zwei Wege für Großbritannien vor, wie die Sonderbehandlung von britischen Zertifikaten doch noch vermieden werden kann: Entweder London garantiert, dass auch nach dem 30. April 2019 weiterhin EU-Recht Anwendung findet oder es stellt gegenüber der Kommission und den EU-Mitgliedstaaten hinreichend sicher, dass emissionshandlungspflichtige Unternehmen bis spätestens zum 15. März 2019 – d. h. noch vor einem potenziellen harten Brexit – ihre Zertifikate zur Verpflichtungserfüllung einreichen.

Das Vereinigte Königreich informierte die Kommission bereits über ihre Absicht, die Einreichungsfrist von Zertifikaten durch eine gesetzliche Änderung auf den 15. März 2019 vorzuziehen.

Die Änderung der Verordnung zur Festlegung eines Unionsregisters wird nun dem Europäischen Parlament und Rat zur Prüfung unterbreitet. Sollte sich keiner der beiden Gesetzgeber gegen die Regelung aussprechen, wird diese ab Januar 2018 für alle EU-Mitgliedstaaten verbindlich sein. (JSch)

Neuer Solidaritätsmechanismus vorgesehen

■ Gasversorgungssicherheit: Neue EU-Verordnung in Kraft getreten

Die reformierte Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung wurde am 28. Oktober im Amtsblatt der EU veröffentlicht und trat zum 1. November 2017 in Kraft.

In Extremfällen sollen Gaslieferungen an nicht geschützte Kunden wie Industriebetriebe reduziert oder eingestellt werden, um geschützte Abnehmer wie Haushaltskunden oder bestimmte soziale Dienste in einem anderen EU-Staat zu versorgen. Wie dieser Solidaritätsmechanismus genau funktioniert, muss jedoch zwischen den Mitgliedsstaaten innerhalb von festgelegten Risikogruppen ausgehandelt werden. (JSch)

Gas: Kommission schlägt neue Regeln für Importpipelines vor

■ Gas: Kommission schlägt neue Regeln für Importpipelines vor

In der Gasrichtlinie soll festgelegt werden, dass Grundprinzipien des dritten Energiepakets auch auf Pipelines Anwendung finden, die Gas aus dem EU-Ausland in den EU-Binnenmarkt liefern. Die Kommission erhofft sich mit der Regeländerung, den Bau der Pipeline Nord Stream 2 zu erschweren. Auch deutsche Unternehmen beteiligen sich finanziell an diesem Projekt, das russisches Gas über die Ostsee nach Norddeutschland transportieren soll.

Wie bereits Mitte September angekündigt, hat die Europäische Kommission am 8. November eine Änderung der Gasrichtlinie aus dem Jahr 2009 vorgeschlagen.

Ziel ist es sicherzustellen, dass die Gasrichtlinie auf bestehende und zukünftige Gasimportpipelines Anwendung findet. Dies würde bedeuten, dass diese denselben Regeln unterworfen wären wie Erdgasleitungen innerhalb des europäischen Binnenmarktes.

Beispielsweise müssten Betreiber es interessierten Lieferanten erlauben, die Infrastruktur zu nutzen (Netzzugang Dritter). Auch die Regeln zur Entgeltregulierung, eigentumsrechtlicher Entflechtung und Transparenz müssten eingehalten werden.

Konkret schlägt die Kommission vor, die Definition von Interkonnektoren in der Gasrichtlinie weiter zu fassen. Denn auf diese findet die Gasrichtlinie Anwendung. So sollen auch Pipelines, die Gas aus einem Drittstaat (EU-Ausland) in den europäischen Binnenmarkt liefern, als Interkonnektor gelten.

Die Mitgliedsstaaten würden gleichzeitig das Recht erhalten, vorhandene Importpipelines teilweise von der Anwendung der Gasrichtlinie auszunehmen, solange sich dies nicht nachteilig auf den Wettbewerb auswirkt. Diese Regel betreffe beispielsweise Nord Stream 1. Die Bundesnetzagentur würde in diesem Fall über die Freistellung entscheiden.

Neue Pipelines wie Nord Stream 2 könnten ausschließlich über das in Artikel 36 der Gasrichtlinie festgelegte Verfahren teilweise freigestellt werden. Dieses sieht in fine eine Genehmigung durch die Europäische Kommission vor.

Nord Stream 2 im Fokus

Der Reformvorschlag muss vor dem Hintergrund gesehen werden, dass die Europäische Kommission auf Druck einiger osteuropäischer und skandinavischer Länder Nord Stream 2 aufhalten möchte. Die Gegner argumentieren, das Projekt erhöhe die Abhängigkeit von russischem Gas und verringere so die Versorgungssicherheit Europas. Aktuell verfügt die Europäische Kommission jedoch nicht über die notwendigen rechtlichen Befugnisse, um das Projekt zu stoppen. Durch die vorgeschlagene Änderung der Gasrichtlinie könnte Brüssel die Einhaltung der Binnenmarktregeln fordern und so die Realisierung der Pipeline zumindest erschweren.

Die Europäische Kommission begründet ihren Gesetzesvorschlag offiziell mit einer bestehenden rechtlichen Lücke bzgl. Gasimportpipelines. Ein Gutachten des juristischen Dienstes des Rats, das dem DIHK vorliegt, kommt jedoch zu einem gegenteiligen Schluss. Über den anzuwendenden Rechtsrahmen beständen keinerlei Zweifel. Für die Juristen des Rats steht fest, dass internationales Recht Anwendung findet.

Die Kommission hat bereits angekündigt, auch weiterhin mit Russland über das für Nord Stream 2 anwendbare Recht verhandeln zu wollen. Der den Mitgliedsstaaten im Rat übermittelte Antrag auf Erteilung eines Verhandlungsmandats werde nicht zurückgezogen. Bisher wurde der notwendige Konsens im Rat nicht erreicht, da u. a. die deutsche Bundesregierung ihre Zustimmung verweigert. (JSch)

Mieterstromzuschlag als Abschlag auf die Einspeisevergütung

■ Brüssel genehmigt Mieterstromgesetz

Wie das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mitgeteilt hat, gibt es grünes Licht für das sog. Mieterstromgesetz. Damit kann die vor der Sommerpause vom Bundestag beschlossene Förderung auch ausbezahlt werden.

Voraussetzung für den Mieterstromzuschlag ist, dass der Strom in einer Solaranlage auf dem Dach eines Wohngebäudes erzeugt und an Letztverbraucher (insbesondere Mieter) in diesem Wohngebäude oder im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang geliefert wird. Von den Mietern nicht verbrauchter Strom kann ins öffentliche Netz eingespeist oder zwischengespeichert werden. Der Mieterstromzuschlag wird als Abschlag auf die Einspeisevergütung gewährt. Denn der Mieterstromanbieter erhält nicht nur den Mieterstromzuschlag, sondern auch den Erlös aus dem Verkauf des Mieterstroms. Dafür ist allerdings die volle EEG-Umlage zu entrichten.

Weitere Informationen zum Mieterstromgesetz finden Sie [hier](#). (Bo)

Projekt ist Teil der Europäischen Klimaschutzinitiative

■ Young Energy Europe – ein neues Projekt zur Qualifizierung junger Berufstätiger

Wie lassen sich Energieeffizienz und Klimaschutz im Betrieb praktisch umsetzen? Mit dieser Frage beschäftigt sich das neue Projekt Young Energy Europe seit dem 1. November 2017. Über einen Zeitraum von drei Jahren wird es darum gehen, in vier europäischen Ländern junge Berufstätige zu Energie-Scouts zu qualifizieren.

Als Energie-Scouts lernen sie bei den AHKs Bulgarien, Griechenland, Tschechien und Ungarn Effizienzpotenziale in ihren Betrieben kennen, üben den Umgang mit Messgeräten und konzipieren ein eigenes Praxisprojekt. Die Praxisprojekte können Optimierungspotenziale bei Querschnittstechnologien wie z. B. Beleuchtung, Klimatisierung, Druckluft oder in anderen Bereichen erschließen. Die Teilnehmenden erwerben nicht nur berufsrelevante Kenntnisse, sie können auch dazu beitragen, die Energiekosten ihres Unternehmens zu senken. So profitieren beide Seiten – und natürlich auch Umwelt und Klima durch einen bewussteren Umgang mit Energie und anderen Ressourcen.

Das Konzept der Energie-Scouts ist seit 2013 Teil der Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz. In dieser bundesweiten Initiative haben sich schon über 4.000 Auszubildende aus mehr als 1.100 Unternehmen qualifiziert. Das Erfolgsrezept der Energie-Scouts soll in Zukunft auch bei Unternehmen, die in Bulgarien, Griechenland, Tsche-

chien und Ungarn aktiv sind, gemeinsam mit den Auslandshandelskammern erfolgreich umgesetzt werden. Ziel ist es nicht nur, die Themen Klimaschutz und Energieeffizienz ins Bewusstsein der Zielgruppe zu rücken, sondern darüber hinaus auch den europäischen Gedanken zu stärken, da der Klimawandel und seine Konsequenzen nicht an Landesgrenzen Halt machen.

Das Projekt ist Teil der Europäischen Klimaschutzinitiative (EUKI) des Bundesumweltministeriums. Informationen zur EUKI finden sich unter: <http://www.euki.de/>, Auskünfte zum Projekt Young Energy Europe gibt Ihnen gern Janine Hansen, Tel. +49 30 20308 2240, han-sen.janine@dihk.de. (han)

■ EU-Kommission stellt neue CO₂-Normen für Pkws vor

Zweites Mobilitätspaket

Die EU-Kommission stellte am 8. November das zweite Mobilitätspaket vor, das neun Gesetzesinitiativen beinhaltet. Dazu gehören neue Zielvorgaben für den CO₂-Ausstoß von Pkws und leichten Nutzfahrzeugen für die Jahre nach 2021.

Der Vorschlag der EU-Kommission schlägt vor, den CO₂-Ausstoß der Neuwagenflotten bis 2025 um 15 % und bis 2030 um 30 % zu senken, im Vergleich zu 2021. Basis ist ein CO₂- Grenzwert von 95g/km, welcher einem Flottendurchschnittsverbrauch von 3,6 Liter Diesel (4,1 Liter Benzin) entspricht. Das harte Zwischenziel einer Senkung um 15 Prozent bis 2025 ist kritisch zu sehen. Die Vorgabe unterstellt einen linearen Markthochlauf bzw. Emissionsrückgang bei den Flotten durch emissionsarme Antriebe. Ein solcher Verlauf ist jedoch nicht typisch, so dass ein hartes Zwischenziel eine Verschärfung der Zielvorgaben bedeutet.

Bis 2021 werden die Pkws weiterhin mit dem alten Messverfahren (NEFZ) getestet. Ab 2021 wird dann das neue - Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure (WLTP) - Messsystem angewendet. Hersteller, deren Fahrzeuge während der Konformitätsprüfungen im Betrieb durchfallen, müssen für jedes betroffene Fahrzeug 95 € pro Gramm über den offiziellen Emissionen Strafe zahlen - und zwar pro Auto.

Auf eine Quote für Elektroautos hat die EU-Kommission verzichtet. Jedoch sollen Autohersteller, die die ambitionierten Zielvorgaben für den Anteil emissionsarmer Fahrzeuge an der jährlichen Produktion überschreiten, mit Nachlässen belohnt werden. Außerdem sollen Personenkraftwagen, die bei der Berechnung weniger als 50 g CO₂/km ausstoßen, beispielsweise im Jahr 2020 als 2 Pkws gerechnet werden.

Wichtig ist, dass Technologieneutralität und -offenheit gegeben sind, damit auch Verbrennungsmotoren langfristig einen Beitrag zur CO₂-Reduktion leisten können. Zu kritisieren ist, dass der Vorschlag große Unsicherheit erzeugt: Schließlich wird ab 2021 eine CO₂-Messmethode eingeführt (Umstellung von NEFZ auf WLTP), die am Ende zu einer deutlichen Verschärfung für die Automobilhersteller führen kann. Welche Auswirkungen für die Industrie damit verbunden sind, ist bisher unklar. Um Planbarkeit für Investitionen in umweltfreundliche Technologien herzustellen, sollte daher möglichst bald Rechtssicherheit geschaffen werden. (LM)

Deutschland

Meldepflicht besteht dennoch teilweise weiter

■ Start des Marktstammdatenregisters verzögert sich weiter

Die Bundesnetzagentur hat bekannt gegeben, dass sich der Start des Marktstammdatenregisters bis Sommer 2018 verzögert. Der genaue Starttermin soll am 1. Februar 2018 veröffentlicht werden. Einige Meldepflichten wie für Strom- und Gaslieferanten sind derzeit ausgesetzt. Meldungen sollen dann nach Start des Registers nachgeholt werden.

Folgende Meldepflichten sind derzeit zu erfüllen:

- EEG-Anlagen melden vorerst weiter in das [Anlagenregister](#) und das [PV-Meldeportal](#). Meldungen müssen spätestens einen Monat nach Inbetriebnahme bzw. ab Erteilung der Genehmigung erfolgt sein. Andernfalls verfällt der Vergütungsanspruch.
- KWK-Anlagen mit einer Inbetriebnahme nach dem 1. Juli 2017 registrieren sich [hier](#).
- Um den Mieterstromzuschlag zu erhalten, erfolgt die Meldung [hier](#).

Bestandsanlagen können noch nicht die Übernahme der Daten überprüfen. Dies geht erst nach Start des Registers und ist bis 30.06.2019 möglich. Die Bundesnetzagentur betont, dass keine Bußgeldverfahren eingeleitet werden, wenn sich Verzögerungen der Meldung aus der Verspätung des Registers ergeben.

Unterdessen hat die Bundesnetzagentur auf eine Presseanfrage hin bekannt gegeben, dass geringfügige Strom- und Gaslieferungen nicht registriert werden müssen und bezieht sich dabei auf Werkskantinen, Studenten-WGs und Wohnheime. Rechtssicherheit bietet das für die betroffenen Unternehmen allerdings nicht, da nach wie vor keine Bagatellgrenze eingezogen werden soll. Da sich der Start des Registers

weiter verzögert, rät der DIHK derzeit allen Unternehmen, erst einmal abzuwarten, sofern sich nicht obige Meldepflichten ergeben. (Bo, tb)

Zwischenbericht der Expertenkommission

■ Monitoring der Energiewende

Die Expertenkommission für den Monitoring-Prozess zur Energiewende hat Anfang November einen Kurzkomentar zu Stand und wichtigen Handlungsfeldern der Energiewende veröffentlicht. Danach werden vier von sechs wesentlichen Energiewendezielen voraussichtlich verfehlt. Die Kommission empfiehlt, die Energiewendeziele mit einem 2030-Horizont neu zu definieren.

In ihrer Einschätzung zur Zielerreichung kommt die Expertenkommission zu folgenden Ergebnissen:

Reduktion der Treibhausgasemissionen: Die angestrebte Senkung der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 wird mit großer Wahrscheinlichkeit deutlich verfehlt. Bisher wurde eine Reduktion von 28 % auf rund 906 Mio. t CO₂-Äquivalente erreicht. Allerdings stagnieren sie seit 2009. Für das Jahr 2017 wird eine erneute Zunahme der Treibhausgasemissionen erwartet. Zur Schließung der Lücke wäre für die drei Jahre von 2018 bis 2020 eine jährliche Emissionsreduktion um rund 50 Mio. t CO₂-Äquivalente erforderlich, vier Mal mehr als im Durchschnitt der Jahre 1990 bis 2016.

Ausstieg aus der Kernenergie: Zielerreichung wahrscheinlich.

Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch: Wird wahrscheinlich erreicht, allerdings nicht im Verkehr und wahrscheinlich auch nicht im Bereich Wärme.

Reduktion des Primärenergieverbrauchs: Zielerreichung wird verfehlt, Entwicklungen im Bereich der Energieeffizienz bleiben insgesamt unbefriedigend.

Versorgungssicherheit/Ausbau des Übertragungsnetzes: Zielerreichung nicht sichergestellt bzw. deutlich verzögert, was sich in sprunghaft gestiegenen Kosten für Systemdienstleistungen (Redispatch, Einspeisemanagement) widerspiegelt und zu deutlichen Netzentgelterhöhungen führt. Die Versorgungsqualität ist weiter hoch.

Preiswürdigkeit: Trotz Stabilisierung der Belastungen im Strombereich in den letzten Jahren wird die Preiswürdigkeit der Energieversorgung auch mit Blick auf absehbar wieder steigende Umlagen kritisch bewertet. So sind seit 2011 die Elektrizitätsstückkosten in der Industrie um durchschnittlich 5 % gestiegen, während in Europa ein Rückgang um 2

% zu verzeichnen war. Als problematisch werden auch die Verteilungskonflikte in Folge der Energiewende bewertet. Die Preiswürdigkeit im Bereich Wärme und Verkehr ist gegeben.

Die Expertenkommission schlägt eine Erweiterung des bisherigen Zielhorizonts 2020 auf das Jahr 2030 vor. Davon ausgehend werden folgende Maßnahmen für eine Sicherstellung der Zielerreichung vorgeschlagen:

- Einführung einer allgemeinen CO₂-Bepreisung unter Einbeziehung aller Emissionsquellen, Technologien und Sektoren.
- Weitergehende Stilllegung älterer Braunkohlekraftwerke, über die seit 2016 bestehende Sicherheitsbereitschaft hinaus.
- Ganzheitliche Betrachtung von Effizienz: "Think Efficiency" statt "Efficiency First".
- Entwicklung einer integrierten und verkehrsträgerübergreifenden Strategie für den Verkehr, die neben alternativen Antrieben und Effizienzsteigerungen, Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung und -verlagerung und die effiziente Nutzung der vorhandenen Verkehrsinfrastrukturen beinhaltet.
- Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für den Ausbau der EE-Stromerzeugung: Anstelle regulatorischer Vorschriften wie der Einführung Netzengpassgebieten zur Steuerung des Ausbaus sollte auf marktliche Anreize, z. B. durch die Einführung regional differenzierter Netzanschlussgebühren für Einspeiser, gesetzt werden, um lokale Netzüberlastungen zu vermeiden. Zudem sollte die EE-Förderung so weiterentwickelt werden, dass Betreiber stärker Marktrisiken übernehmen, z. B. durch Einführung einer fixen Marktprämie. In Kombination mit einer CO₂-Bepreisung sieht die Expertenkommission die Möglichkeit, die Förderung vollständig wegfallen zu lassen.
- Entwicklung von Leitlinien für Netzeingriffe, um die Instrumente der Systemstabilisierung der Kostenoptimierung zu unterziehen. Dazu gehört nach Einschätzung der Expertenkommission auch die zeitliche und regionale Dynamisierung von Netzentgelten.

Den Link zur Studie finden Sie [hier](#). (FI)

Stromerzeugung aus Gas stieg an

■ Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt veröffentlichten Monitoringbericht 2017

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt haben ihren Monitoringbericht 2017 vorgelegt. In diesem finden Sie wieder eine ganze Reihe an energiewirtschaftlichen Daten, die weitgehend aus dem Jahr 2016 stammen.

Wichtige Ergebnisse:

- Stromerzeugung stabil: Die Nettostromerzeugung in Deutschland stieg im Jahr 2016 leicht um 6 TWh auf 600,3 TWh.
- Gas im Strommarkt im Aufwind: Zum ersten Mal seit einigen Jahren stieg die Stromerzeugung aus Gas an und dies gleich um 38 Prozent. Die Nettostromerzeugung stieg um 6 TWh auf 66,9 TWh.
- Installierte Erzeugungskapazität steigt weiter: Gegenüber 2015 stieg die installierte Leistung aller Stromerzeugungsanlagen um 7 GW auf 212 GW an. Erneuerbare Energien erreichten mit 104,5 GW knapp 50 Prozent. Ihre Leistung stieg im Jahresvergleich um 6,7 GW. Auch die installierte Leistung nicht erneuerbarer Energieträger nahm 2016 leicht zu (0,4 GW), insbesondere aufgrund der Inbetriebnahme neuer Gaskraftwerke.
- Stromendkundenpreise gestiegen: Zum 1. April 2017 mussten Gewerbekunden 21,7 Cent/kWh bezahlen (+0,5 Cent gegenüber 2015) und Industriekunden 14,9 Cent/kWh (+0,69 Cent/kWh).
- Gasendkundenpreise gesunken: Zum 1. April 2017 mussten Gewerbekunden 4,5 Cent/kWh bezahlen (-0,22 Cent gegenüber 2015) und Industriekunden 2,69 Cent/kWh (-0,08 Cent/kWh).
- Netzentgelte ziehen an: Im Bereich der Gewerbekunden sind die Netzentgelte um fast sechs Prozent auf 6,19 ct/kWh gestiegen. Bei Kunden, die einen Energieverbrauch von 24 GWh pro Jahr (Industriekunden) aufweisen, sind die Netzentgelte um gut zehn Prozent auf 2,26 ct/ kWh angestiegen.
- Die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise sind 2016 um 8 Prozent gesunken und erreichten 28,98 Euro/MWh – niedrigster Wert seit 2007. Terminkontrakte (Phelix-Base-Year-Future) für das Folgejahr notierten mit 26,58 Euro/MWh im Durchschnitt um rund 14 Prozent niedriger.
- Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf den beiden größten Stromeinzelhandelsmärkten inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist.
- Der Stromaußenhandelsüberschuss stieg um 1 TWh auf 52 TWh.

- Es wurde mehr Gas ein- und ausgeführt. Die Importmenge ist von 1.537 TWh auf 1.626 TWh um rund sechs Prozent gestiegen. Auch der Export stieg um drei Prozent an auf 770 TWh.
- Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland geliefertes Gas sind nach wie vor Russland mit 28 Prozent sowie Norwegen (19 Prozent) und die Niederlande (16 Prozent). Die Exporte flossen nach Tschechien (46 Prozent), in die Niederlande (18 Prozent) sowie in die Schweiz (12 Prozent).

Sie finden den Monitoringbericht [hier](#). (Bo, Fl, tb)

■ **Lohnt sich der Weiterbetrieb von Energieanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung?**

Rechtlich ist Weiterförderung möglich

Zwei aktuelle Studien kommen zum selben Ergebnis: Ob sich der Weiterbetrieb von Energieanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung ab 2021 wirtschaftlich rechnet, steht und fällt mit der Entwicklung des Strompreises. Unterschiede bestehen bei den verschiedenen Anlagentypen: Gute Perspektiven haben demnach vor allem Photovoltaik-Anlagen und Wasserkraftwerke, schwieriger wird es für Wind- und Biomasseanlagen.

Im Jahr 2020 erreichen Anlagen aus der Anfangszeit des EEG das Ende ihrer Förderlaufzeit. Dies betrifft in erster Linie rund 5700 Windenergieanlagen mit einer Gesamtkapazität von 4.500 MW. Für die Betreiber stellt sich die Frage, was danach mit diesen Anlagen geschehen soll: Stilllegung, Repowering oder Weiterbetrieb ohne Förderung? Sowohl [Energy Brainpool](#) als auch eine [Gruppe von Wissenschaftlern der Universität Leipzig](#) haben dazu Prognosen angestellt. Das erwartbare Ergebnis: Entscheidend werden in jedem Fall die Einnahmen aus dem Stromverkauf und damit die Strompreise sein. Als Faustformel wird gelten, dass je niedriger die Betriebs- und Wartungskosten bis 2030 sind, desto eher wird sich der Weiterbetrieb auch ohne EEG-Förderung rechnen, selbst bei niedrigem Strompreis.

Notwendigerweise bestehen jedoch Unterschiede für die verschiedenen Anlagentypen. Für PV und Wasserkraftwerke sind die Investitionskosten längst abgeschrieben, hinzu kommen geringe Betriebskosten. Ein Weiterbetrieb wird sich daher in aller Regel rechnen. Preissensibler sind Windenergie und Biomasse: Energy Brainpool rechnet für Windenergieanlagen vor, dass bei einem niedrigen Preisniveau und hohen Betriebskosten der Weiterbetrieb erst ab 2024 Gewinne abwerfen würde. Bei einem hohen Strompreis würde es sich schon spätestens 2022 oder 2023 lohnen. Beide Szenarien unterstellen einen Anstieg der Preise für

Emissionshandelszertifikate ab 2021 und damit insgesamt steigende Strompreise.

Sollten tatsächlich viele Windanlagen 2020 vom Netz gehen, könnten die wegfallenden Kapazitäten ggf. nicht vollständig ersetzt werden und die installierte Leistung zurückgehen. Vor diesem Hintergrund schlagen die Leipziger Wissenschaftler vor, im nächsten EEG Netto- statt Bruttoausbauziele zu verankern. Die tatsächlich ausgeschriebenen Kapazitätsmengen für EE-Anlagen müssten danach über dem festgelegten Brutto-Ausbauziel liegen, wenn Bestandsanlagen dauerhaft vom Netz gehen. So würden sich ein „grüner Rückbau“ vermeiden und die mittel- und langfristigen Ziele der Energiewende erreichen lassen. Darüber hinaus kommen sie zu dem Schluss, dass eine Teilnahme von Bestandsanlagen in Ausschreibungen nur im Ausnahmefall zulässig sein sollte, etwa wenn der reguläre Ausbau stockt.

Ungeachtet dessen kommt eine dritte [Studie der Stiftung Umweltenergierecht](#) zu dem Ergebnis, dass eine Weiterförderung aus beihilferechtlicher Sicht grundsätzlich möglich ist. Denkbar sei demnach eine Weiterförderung in Form einer Marktprämie in Anlehnung an die bereits bestehende Weiterförderung von KWK-Anlagen nach dem KWKG. Auch die Reduzierung der Stromsteuer für den Bezug von EE-Strom aus nicht mehr geförderten Bestandsanlagen wäre denkbar. Investitionsbeihilfen oder eine reduzierte EEG-Umlage sind laut der Studie hinsichtlich einer Vereinbarkeit mit dem Beihilferecht jedoch als bedenklich einzuschätzen. (Bo)

■ BNetzA setzt Höchstpreis für Windausschreibung fest

**6,3 Cent/kWh für
100 %-Standort**

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die Möglichkeit, Höchstpreise im Rahmen der Ausschreibungen für erneuerbare Energien festzusetzen, wenn diese andernfalls zu tief oder zu hoch liegen. Aufgrund der vielen Zuschläge an Bürgerenergiegesellschaften sah sich die Behörde nun gezwungen, den Höchstwert für einen Standort mit 100 Prozent auf 6,3 Cent/kWh festzusetzen. Ansonsten wäre der Höchstwert nach den Regeln des EEG auf 5 Cent/kWh abgesenkt worden. Der Höchstwert gilt für alle Ausschreibungsrunden 2018. (Bo)

Vorschläge zur alternativen Finanzierung

■ dena: EEG-Umlage erreicht 2020 Höhepunkt

Die Deutsche Energieagentur (dena) hat eine Studie zur alternativen Finanzierung der EEG-Umlage veröffentlicht. Demnach wird die EEG-Umlage im Jahr 2020 mit einem Volumen von 27,4 Mrd. Euro ihren Höhepunkt erreicht haben. Es wurden in der Studie drei Optionen untersucht: Eine Finanzierung aus dem Bundeshaushalt, eine Umlage auf die Anschlussleistung sowie eine CO₂-Abgabe auf fossile Energieträger.

Abgabe über Anschlussleistung

Die Anschlussleistung definiert sich als maximale elektrische Leistung, die ein Haushalt oder Unternehmen aus dem Stromnetz beziehen kann. Pro Kilowatt Anschlussleistung würde jeder Stromverbraucher jährlich eine Abgabe bezahlen. Betriebe würden dadurch einen Anreiz erhalten, den Anschluss so klein wie möglich zu halten. Voraussetzung dafür ist ein möglichst gleichmäßiger Strombezug. Die dena geht davon aus, dass private Haushalte in diesem Szenario im Vergleich zu Unternehmen einen um fünf Prozent höheren Anteil für den Ausbau der erneuerbaren Energien zahlen als heute. Grund: Die Anschlussleistung von Haushalten ist meist standardisiert und wird nur selten in vollem Umfang ausgeschöpft.

DIHK-Bewertung: Eine vollständige Finanzierung über die Anschlussleistung passt aktuell nicht zur Energiewende mit den volatil auftretenden Strommengen aus Wind und Sonne und einer gleichzeitigen Bepreisung auf kWh-Basis. Die Anreize, Flexibilitätspotenziale der Unternehmen zu nutzen, würden eingeschränkt.

CO₂-Bepreisung fossiler Energieträger zur Finanzierung der EEG-Umlage

Hierbei werden Treibhausgasemissionen mit einer CO₂-Abgabe je Tonne besteuert. Die Höhe der CO₂-Abgabe ergibt sich aus dem Bedarf für die EEG-Umlage und wird für alle konventionellen Energieträger entsprechend ihrer CO₂-Intensität bemessen. Der Finanzierungsbedarf würde so über eine CO₂-Abgabe auf Benzin, Diesel, Heizöl und Erdgas abgedeckt. Emissionen im ETS werden nicht berücksichtigt. Ein Vorteil dieser Option ist die klimaschutzbezogene Lenkungswirkung. Die Anreize für Verbraucher würden steigen, konventionelle Technologien durch energieeffiziente und emissionsneutrale zu ersetzen, tendenziell auf Basis von Strom. Der Anteil der privaten Haushalte an der Finanzierung würde sich in diesem Szenario im Vergleich zu Unternehmen um sieben Prozent erhöhen.

DIHK-Bewertung: Vor allem Unternehmen in gemieteten Immobilien hätten keine Ausweichreaktion und würden stark belastet. Durch Investitionen in Energieeffizienz oder erneuerbare Energien würde zudem die Finanzierungsbasis geschmälert, so dass von einem kontinuierlichen

Prozess der Nachsteuerung auszugehen ist. Dies ließe die Kosten für Unternehmen ohne Ausweichmöglichkeiten weiter steigen. Zudem ist die Begrenzung auf die Finanzierung von erneuerbaren Stromanlagen kritisch zu sehen.

Finanzierung aus dem Bundeshaushalt über eine nicht energiebezogene Abgabe

Die Abgabe wäre nicht an den Verbrauch von Energieträgern gekoppelt. Als Instrument käme zum einen eine konsumbasierte Steuer wie die Umsatzsteuer infrage, zum anderen eine einkommensabhängige Steuer wie der Solidaritätszuschlag. Die Finanzierung würde vollständig auf die privaten Haushalte bzw. Einkommenssteuer zahlende Unternehmen verlagert.

DIHK-Bewertung: Aufgrund der hohen Summe von 27 Mrd. Euro und der Belastung der Bürger ist diese Option unrealistisch.

Die beiden Ansätze Fonds und Ausweitung der EEG-Umlage auf die Sektoren Wärme und/oder Verkehr wurden nicht untersucht. Begründung: Das Fonds-Modell wäre nur begrenzt anwendbar, weil es wegen der Schuldenbremse nicht komplett über den Bundeshaushalt abgedeckt werden könnte. Die Ausweitung der EEG-Umlage würde auf hohe rechtliche Hürden stoßen. Zur Ausweitung schreibt die Studie: "Die Umlagefinanzierung [würde] in Bezug auf das nationale und europäische Recht auf deutliche Hürden hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit stoßen. Eine solche Finanzierungsoption wäre voraussichtlich mit einem hohen verwaltungstechnischen Aufwand verbunden, da die Verwaltung der Einnahmen außerhalb des Staates erfolgen müsste, und würde damit vermutlich neue beihilferechtliche Herausforderungen schaffen."

Die Studie kann [hier](#) heruntergeladen werden. (Bo, tb)

■ Preisrutsch bei Wind-Ausschreibungen geht weiter

Durchschnittlicher Zuschlagswert von 3,82 Cent/kWh

Auch in der dritten Runde der Ausschreibung für Wind an Land sind die Förderkosten weiter gesunken: Nach 4,29 Cent/kWh in der zweiten Ausscheidungsrunde erreichte der mengengewichtete durchschnittliche Zuschlagswert 3,82 Cent/kWh. Ein Rückgang von gut 10 Prozent. Erneut waren sog. Bürgerenergiegesellschaften erfolgreich: Sie erhielten 98 Prozent aller Zuschläge.

Wie bei den anderen Wind-Ausschreibungen auch, war die Runde deutlich überzeichnet. Von 210 Geboten mit einer Gesamtleistung von 2.591 MW wurden 61 Gebote mit 1.000 MW bezuschlagt. Die Gebotswerte reichten von 2,2 bis 3,82 Cent/kWh. Das Netzausbaugelände hatte

in dieser Ausschreibung keine Auswirkungen, da dort lediglich 231 Megawatt einen Zuschlag erhielten. Die meisten Zuschläge gingen nach Nordrhein-Westfalen mit 17 und Brandenburg mit 16 Zuschlägen.

Weitere Informationen finden Sie auf den [Seiten der Bundesnetzagentur](#). (Bo)

■ Sechs-Stunden-Regelung ohne große Auswirkung auf Erlöse von EE-Anlagen

Regelung für den Fall anhaltender negativer Börsenpreise

Im EEG 2017 wurde festgeschrieben: Gibt es an der Strombörse am Day-ahead-Markt mindestens in sechs aufeinanderfolgenden Stunden negative Preise, entfällt der Vergütungsanspruch für Windräder, Solaranlagen und Biomasse. Nach einer Untersuchung von Energy Brainpool wird dies aber auch in der Perspektive bis 2036 nur geringe Auswirkungen auf die Erlöse von EE-Anlagen haben.

Unterschiede ergeben sich zwischen Wind- und Photovoltaikanlagen. Windanlagen, die 2016 ans Netz gingen, müssen mit 1,4 Prozent weniger Erlösen über ihren Förderzeitraum von 20 Jahren rechnen. Bei PV liegt dieser Wert mit 0,3 Prozent deutlich darunter. Dabei steigen die Erlösausfälle aufgrund des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien über die Jahre an. Für 2036 rechnet Energy Brainpool mit Ausfällen von 4 Prozent bei Wind und 1 Prozent bei PV.

Über 20 Jahre müssen Windanlagenbetreiber mit geringeren Erlösen in Höhe von 54.000 Euro und PV-Anlagenbetreiber mit 13.000 Euro je MW installierter Leistung rechnen. Im Schnitt sind dies drei bzw. ein Prozent der Investitionskosten.

Ausgenommen von der Regelung sind Anlagen bis 500 kW und Windanlagen bis 3 MW.

Die Studie finden Sie [hier](#). (Bo)

■ Grenzpreis Strom gesunken

12,49 Cent/kWh

Wie das Statistische Bundesamt mitgeteilt hat, ist der Grenzpreis Strom das zweite Jahr in Folge gesunken: Er ging um 1,6 Prozent auf 12,49 Cent/kWh zurück. Der Grenzpreis Strom gibt den bundesweiten Durchschnittserlös für alle Sondervertragskunden an, an die Strom geliefert wird. Wichtig ist der Wert deshalb, weil Kunden die darunter liegenden keine Konzessionsabgabe bezahlen müssen.

Maßgeblich ist die Statistik des Bundes für das vorletzte Kalenderjahr. (Bo)

■ Studie zur Wirkung einer CO₂-Steuer im Strommarkt

Verlagerung von Emissionen ins europäische Ausland

Im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energien (BEE) hat „Energy Brainpool“ simuliert, wie eine CO₂-Steuer im deutschen Strommarkt wirken würde. Ergebnis: Schon ein Mindestpreis von 20 EUR/t CO₂ würde die Emissionen in Deutschland deutlich senken. Die Kehrseite: Emissionen würden ins europäische Ausland verlagert, Deutschland würde zum Nettostromimporteur und die Großhandelsstrompreise würden mindestens um ein Viertel steigen.

Die Analyse von Energy Brainpool untersucht einerseits die Auswirkungen einer rein nationalen CO₂-Steuer ohne europäische Flankierung, andererseits einen europäischen Mindestpreis auf CO₂-Zertifikate im ETS-Handel unterstützt durch eine nationale CO₂-Steuer sowie einen erhöhten Zubau erneuerbarer Energien. Zudem werden die voraussichtlichen Steuereinnahmen, abhängig von der Höhe der CO₂-Steuer, berechnet.

Die erste Variante, eine rein nationale CO₂-Steuer, verspricht einen rapiden Rückgang der Kohlenstoffdioxidemissionen. Bereits bis 2020 würden die CO₂-Emissionen im Stromsektor in Deutschland von heute 307 Mt. auf einen Wert zwischen 197 Mt. (bei einem CO₂-Preis von 20 Euro/t) bis zu 102 Mt. (CO₂-Preis von 75 Euro/t) sinken. Die deutschen Klimaziele von 2020 würden damit in jedem Fall eingehalten. Aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie würden die Emissionen bei gleichbleibenden Preisen bis 2025 jedoch wieder steigen. Gleichwohl stehen dem einige „unerwünschte Nebenwirkungen“ gegenüber: Der Großhandelsstrompreis würde bis 2020 zwischen 25 und 100 Prozent steigen, bis 2025 noch deutlich mehr. Zudem würde Deutschland vom Nettostromexporteur zum -importeur werden und gleichzeitig die im Inland vermiedenen CO₂-Emissionen ins europäische Ausland verlagert.

In der zweiten Variante würde ein bis 2020 um knapp 16 GW erhöhter Zubau Erneuerbarer die Importabhängigkeit kompensieren. Gleichzeitig würde ein europaweiter Mindestpreis auf CO₂-Zertifikate dafür sorgen, dass sich der Verlagerungseffekt von Emissionen in andere europäische Länder verringert. Ohne flankierende nationale CO₂-Steuer müsste der europaweite Mindestpreis jedoch sehr hoch sein, um die Klimaziele bis 2020 noch zu erreichen. Das Senkungspotenzial der Emissionen dieser Variante ist folglich geringer als bei einer rein nationalen CO₂-Steuer, trotzdem würde der Großhandelsstrompreis höher steigen als bei einem nationalen CO₂-Preis von 20 Euro/t. In diesem Fall wären es 38

Euro/MWh, statt 34 Euro/MWh bei rein nationaler Bepreisung im Jahr 2020. Bis 2025 würden die Großhandelspreise auf 53 Euro/MWh, statt 51 Euro/MWh bei rein nationaler Bepreisung, steigen. Im Gegenzug würde die EEG-Umlage aufgrund des höheren Vermarktungswertes erneuerbarer Energien sinken. Die Studie enthält dazu allerdings keine Zahlen.

Als Möglichkeit zur Lösung des Problems schnell und stark steigender Strompreise schlagen die Autoren vor, die Stromsteuer teilweise durch die CO₂-Steuer zu ersetzen. Die Studie kann [hier](#) heruntergeladen werden. (Bo)

■ Start des Regionalnachweisregisters für Grünstrom verzögert sich bis 2019

1. Januar 2019 neuer Starttermin

Mit der EEG-Novelle 2016 wurden sog. Regionalnachweise im EEG etabliert. Mit diesen Zertifikaten kann ein Anlagenbetreiber nachweisen, dass sein erneuerbarer Strom aus der Region stammt. So darf die Anlage höchstens 50 Kilometer vom Ort des Letztverbrauchers entfernt stehen. Der Gesetzgeber hat das Umweltbundesamt, das bereits für die Ausstellung der Herkunftsnachweise für Ökostrom zuständig ist, mit dem Aufbau eines Registers beauftragt.

Wie das Umweltbundesamt (UBA) nun mitteilte, wird der Start des Registers aber nicht mehr 2018 erfolgen können. Neuer Starttermin ist nun der 1. Januar 2019.

Zudem hat das UBA eine Studie zur "[Theoretische Fundierung der regionalen Grünstromkennzeichnung in Deutschland](#)" veröffentlicht. Auf der Basis eines Marktüberblicks über derzeit existierende Regionalstromprodukte werden die Funktionsweisen und Prozesse in der derzeitigen Stromwirtschaft im Hinblick auf Regionalstromprodukte abgebildet und analysiert. Hierzu zählen die Strukturen der Direktvermarktung und mögliche Auswirkungen des Regionalstrommodells auf Grünstromprodukte aus der sonstigen Direktvermarktung sowie die Darstellung der Anlagen, die potenziell für die Regionalkennzeichnung genutzt werden können. Die Beschreibung der einzelnen für das Regionalnachweisregister relevanten Prozesse erfolgt unter Berücksichtigung energierechtlicher Vorgaben und ihrer Implikationen auf das zukünftige Register. Für den Betrieb des Registers wichtige Begriffsdefinitionen und Prüfanforderungen werden anhand der aktuellen Gesetzeslage diskutiert. (Bo)

Netzzugangsverordnung novelliert

■ **Bundeskabinett verbietet Aufteilung der Preiszone durch ÜNB**

Trotz oder gerade wegen gescheiterter Jamaika-Sondierungen hat das Bundeskabinett die Netzzugangsverordnung novelliert. Damit wird es den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) nicht mehr möglich sein, die deutsche Preiszone einseitig aufzuteilen.

Die vom Kabinett verabschiedete Änderung finden Sie [hier](#). (Bo)

Beraterkreis ausgeweitet

■ **Energieberatung im Mittelstand – neue Förderrichtlinie veröffentlicht**

Die Förderrichtlinie trat am 1. Dezember in Kraft. Mit ihr wird der Kreis förderfähiger Beratungsangebote erweitert. Gleichzeitig wird jedoch auch die max. Förderhöhe für Unternehmen mit Energiekosten von mehr als 10.000 Euro/a herabgesetzt.

Die Antragsvoraussetzungen (KMU im Sinne der europäischen KMU-Definition aus produzierendem Gewerbe, Dienstleistung, Handel und Handwerk) und das Antrags- sowie Nachweisverfahren bleiben erhalten. Inhaltlich entspricht die Energieberatung weiterhin den Anforderungen an ein Energieaudit nach § 8a des Gesetzes über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen (EDL-G), insbesondere den Anforderungen der DIN EN 16247-1.

Neu ist eine Erweiterung des förderfähigen Beraterkreises. Künftig ist eine Selbsterklärung des Beraters ausreichend, das Unternehmen (den Antragsteller) hersteller-, anbieter-, produkt- und vertriebsneutral zu beraten (Anforderung an die Energieberatung). Der Energieberater darf von einem Unternehmen, das ein wirtschaftliches Interesse an der Umsetzung von empfohlenen Maßnahmen haben kann, keine Provision und auch keinen sonstigen geldwerten Vorteil fordern oder erhalten. Lohnzahlungen, die keinen Zusammenhang zu etwaigen Investitionsentscheidungen aufweisen, sind keine geldwerten Vorteile im vorgenannten Sinne. Diese Änderung des förderfähigen "Beraterbegriffs" wurde mit derselben Begründung auch für die [Energieberatung des Bundes für Wohneigentümer \(„Energieberatung für Wohngebäude“\)](#) übernommen.

Im gleichen Zuge wird der Förderhöchstsatz für Unternehmen mit Energiekosten von mehr als 10.000 Euro/a (netto) reduziert. Künftig beträgt die Zuwendung 80 % der förderfähigen Beratungskosten (Netto-Beraterhonorar), jedoch maximal 6.000 Euro (bisher bis zu 8.000 Euro).

Für Unternehmen mit jährlichen Energiekosten von maximal 10.000 Euro (netto) beträgt die Zuwendung 80 % der förderfähigen Beratungskosten (Netto-Beraterhonorar), weiterhin maximal 1.200 Euro.

Die neue Förderrichtlinie und begleitendes Material finden Sie auf den Seiten des [BAFA](#). (MBe)

■ **STEP up! – fünfte Ausschreibungsrunde startet im März**

Wettbewerbliche Ausschreibung zur Förderung von Effizienzmaßnahmen

STEP up! setzt das Konzept aus einer offenen sowie einer themenspezifischen geschlossenen Ausschreibung fort und startet ab dem 1. März in die vorletzte Ausschreibungsrunde der Pilotphase. Die offene Ausschreibung adressiert technologie-, sektor- und themenoffen alle Effizienzmaßnahmen, bei denen nachweislich Strom gespart wird. Vom Austausch ineffizienter Einzelkomponenten bis hin zur komplexen Verfahrensumstellung. Ergänzt wird die offene Ausschreibung durch die geschlossene Ausschreibung, welche diesmal Effizienzmaßnahmen in der Wasser- und Abwassertechnik in den Fokus nimmt.

Alle Informationen zu den Förderbedingungen der fünften Ausschreibungsrunde, Merkblätter und Berechnungsbeispiele sowie beispielhafte Projektideen finden Sie unter www.stepup-energieeffizienz.de/step-up. (MBe)

■ **OPEC verlängert Begrenzung der Rohölförderung**

IEA rechnet nicht mit Preissprüngen

Die OPEC hat auf ihrem Treffen am 30. November beschlossen, die Förderkürzung bis Ende 2018 zu verlängern. In Kombination mit einer gestiegenen Ölnachfrage hatten die Preise für Rohöl seit September um 20 Prozent auf zuletzt mehr als 60 USD je Barrel angezogen. Ziel der OPEC ist es, den Angebotsüberhang abzubauen und damit für höhere Preise zu sorgen. Die Internationale Energieagentur IEA rechnet jedoch nicht mit Preissprüngen.

Die OPEC deckelt die eigene Tagesförderung weiterhin bis Ende 2018 bei 32,5 Mio. Barrel Rohöl, die derzeit ein Drittel der weltweiten Ölnachfrage entspricht. Zehn Nicht-OPEC-Staaten, darunter Russland, halten ihre Förderkürzung von 0,5 Mio. Barrel ebenfalls aufrecht. Der Ölmarkt reagierte nur mit sehr leicht steigenden Preisen.

Die jüngst festen Preise auf dem Ölmarkt erklärt die IEA in ihrem aktuellen Marktbericht vielmehr mit Produktionsausfällen in verschiedenen Förderregionen. Aufgrund dieser temporären Effekte sei ein dauerhaftes

Verbleiben bei über 60 USD nicht sicher. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass das Wachstum der globalen Nachfrage für 2018 voraussichtlich um 0,2 Mio. Barrel geringer ausfällt. Gleichzeitig wächst auch die Produktion der nicht in der OPEC organisierten Staaten wieder und wird voraussichtlich auch 2018 für einen leichten Angebotsüberschuss sorgen. Das Ziel der OPEC, die Lager signifikant zu leeren, könnte damit konterkariert werden. (tb)

Netzausbaumaßnahmen in BW notwendig

■ **Netzbetreiber: Winterausblick auf Versorgungssicherheit bei Erdgas positiv**

Die Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB Gas) ziehen in ihrem Winterausblick 2017/18 ein positives Fazit zur Versorgungssicherheit bei Erdgas. Die Erdgasspeicher in Deutschland sind mit 92 Prozent sehr gut gefüllt. Unter Beobachtung sollte lediglich das Tempo der Speicherentleerung bei L-Gas sowie in Süddeutschland stehen.

Nicht nur bei H-Gas, sondern auch bei L-Gas ist die Versorgungssituation für den Winter gut. Die Produktionskürzungen in den Niederlanden bedeuten laut FNB Gas keine Mengen- oder Kapazitätseinschränkungen für die deutschen Verbraucher. Allerdings sind die Speicherfüllstände niedriger als bei H-Gas. Hier sei es wichtig, die Geschwindigkeit der Ausspeicherung genau zu beobachten. Im vergangenen Winter wurde trotz hoher Füllstände aufgrund von Preisvorteilen bereits frühzeitig stark ausgespeichert, was zu Kritik an einer reinen Handelsorientierung in der Speicherbewirtschaftung führte.

Die Füllstände der süddeutschen Speicher sind ebenfalls hoch. Laut FNB-Gas sollten aber auch diese unter Beobachtung bleiben, weil im letzten Winter hier ebenfalls eine sehr schnelle Ausspeicherung stattgefunden hatte. In Baden-Württemberg seien zudem aufgrund steigender Kapazitätsanforderungen weitere Netzausbaumaßnahmen nötig. Bisher werden die Spitzennachfragen über Lastflusszusagen (u. a. Abschaltverträge) abgesichert.

Der Winterausblick kann [hier](#) heruntergeladen werden. (tb)

Strombasierte Kraftstoffe für Schiffe, Flugzeuge und LKW

■ **Studie: Synthetische Kraftstoffe (E-Fuels) für Energiewende im Verkehr notwendig**

Eine Studie der dena kommt zum Ergebnis, dass für die Erreichung eines fast treibhausgasneutralen Verkehrssektors 2050 synthetische Kraftstoffe eine zentrale Bedeutung haben werden. Diese Kraftstoffe

(E-Fuels) werden per chemischer Verfahren mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt.

Selbst wenn sich batterieelektrische Fahrzeuge in der Masse stark durchsetzen, werden in Europa 70 Prozent des Energiebedarfs im Verkehr über E-Fuels gedeckt, so die im Auftrag des VDA erstellte Studie. Im Kern wird die Energiewende im Verkehr bis 2050 nicht allein mit direktelektrischen Antrieben zu schaffen sein. Das Szenario geht von einer Treibhausgasminderung von 95 Prozent gegenüber 1990 aus.

Die strombasierten Kraftstoffe oder E-Fuels werden in erster Linie benötigt werden, um Schiffe, Flugzeuge und LKW anzutreiben für die aktuell keine direktelektrischen Antriebssysteme zur Verfügung stehen. Zudem bieten sie die Möglichkeit, konventioneller Verbrennerfahrzeuge mit CO₂-armen Kraftstoffen zu betanken und damit stärkere CO₂-Minderungen auch im Fahrzeugbestand zu erzielen. Dies sei auch vor dem Hintergrund der EU-2030-Klimaschutzziele notwendig. Für die Nutzung des Potenzials sieht die Studie die Notwendigkeit eines erheblichen Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten in Europa.

Dem Vorteil der guten Speicherbarkeit flüssiger und gasförmiger Kraftstoffe stehen die hohen Kosten synthetischer Kraftstoffe gegenüber. In der aktuellen Entwicklungsphase werden die Kosten mit 4,5 Euro je Liter Dieseläquivalent beziffert. Eine Reduktion auf rund 1 Euro je Liter sei unter Nutzung von importierten E-Fuels möglich. Eine [weitere Studie](#) von Prognos im Auftrag des Mineralölwirtschaftsverbands rechnet bei den langfristigen Kosten mit ähnlichen Größenordnungen.

Die Studie der dena und der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH ist [hier](#) verfügbar. (tb)

■ Bundesregierung präsentiert Sofortprogramm Saubere Luft 2017 bis 2020

Eine Milliarde Euro für Schadstoffminderung in Städten

Die Bundesregierung hat auf ihrem Treffen mit Vertretern aus Ländern und Kommunen ihr Sofortprogramm Saubere Luft 2017 – 2020 angekündigt. Darin soll auf Basis bestehender Förderprogramme insgesamt eine Milliarde Euro für die Schadstoffminderung in Städten ausgegeben werden. Ein Schwerpunkt der Fördermaßnahmen liegt im Bereich kommunaler Projekte. Auch die Förderung der Elektromobilität im städtischen Wirtschaftsverkehr soll jedoch intensiviert werden

Das bereits bei einem ersten Treffen im September angekündigte Fördervolumen von einer Milliarde Euro wurde auf dem Treffen konkretisiert. Für folgende Bereiche sollen die Mittel ausgegeben werden:

- Elektrifizierung des städtischen Verkehrs (350 Millionen Euro)

- Anschaffung von Elektrobussen sowie Förderung von elektrischen Fahrzeugen im städtischen Wirtschaftsverkehr (genannt bspw. Taxis, Handwerker, Kurier-, Express- und Paketdienste, Mietwagen und Carsharing-Fahrzeuge) sowie kommunale und private Ladeinfrastruktureinrichtungen.
- Nachrüstung von Dieselnissen (150 Millionen)
- Digitalisierung kommunaler Verkehrssysteme (500 Millionen Euro)

Weitere Fördermaßnahmen wie die Verbesserung von Logistikkonzepten und des Radverkehrs sowie der Bezuschussung von Elektrofahrzeugen (Umweltbonus) sollen wie geplant fortgeführt oder aufgenommen werden. Die Kommunen bekommen zur Unterstützung Lotsen zur Seite gestellt, die geeignete Fördermaßnahmen identifizieren und bei der Antragsstellung unterstützen.

Die Erweiterung bestehender oder die Aufnahme neuer Förderprogramme sollen schrittweise bis Mitte 2018 erfolgen. Für Unternehmen mit Flotten, die verstärkt in Städten verkehren, sollen u.a. das Förderprogramm "Erneuerbar Mobil" des BMUB ausgeweitet und ab Dezember 2017 ein Förderprogramm des BMVI für die Anschaffung von Fahrzeugen und den Aufbau einer Ladeinfrastruktur gestartet werden. Das BMUB plant zudem einen Aufruf für eine Förderung von Lastenfahrrädern für Unternehmen.

Eine Übersicht über die Förderprogramme sowie die Ergebnisse der Pressekonferenz können auf den Seiten der Bundesregierung abgerufen werden. (HAD)

■ Webinar Speicher online

**Organisiert von DIHK
und BVES**

Wenn Sie sich für den Einsatz eines Stromspeichers in Ihrem Unternehmen interessieren, sollten Sie sich das Webinar Speicher dazu ansehen. Dort erfahren Sie nicht nur, welche technischen Möglichkeiten und Geschäftsmodelle es gibt, sondern auch, wer, wann, welche Steuern und Abgaben zu entrichten hat.

Das gemeinsame Webinar von DIHK und BVES ist online gestellt inklusive der gezeigten Präsentation. Sie finde beides unter diesem [Link](#). (Bo)

■ Start der Qualifizierung „Betriebliche/r Mobilitätsmanager/in“ in NRW

Effiziente Mobilität in Unternehmen

Mit der Schulung können sich Mitarbeiter/innen praxisnah qualifizieren und zur systematischen Verbesserung der unternehmenseigenen Mobilität beitragen. Sie erlernen im Rahmen von 5 Modulen die Grundlagen der Mobilität, das Erheben und Auswerten von Daten, das Umsetzen von Maßnahmen von der Elektromobilität bis hin zum Job-Ticket sowie die langfristige Verankerung des Mobilitätsmanagements im Unternehmen. Zum Abschluss wird ein spezifisches Mobilitätskonzept mit passenden Maßnahmen für den Arbeitgeber erarbeitet und vorgestellt.

Für Unternehmen bietet Mobilitätsmanagement einerseits den direkten Vorteil der Kostensenkung andererseits aber auch die Möglichkeit die unternehmensspezifischen Emissionen zu senken und die Gesundheit und Zufriedenheit der Mitarbeiter/innen zu verbessern.

In Nordrhein-Westfalen können Mitarbeiter/innen von allen IHK-Mitgliedsunternehmen an der Schulung kostenfrei teilnehmen. Stellvertretend für alle 16 Industrie- und Handelskammern wird das Schulungsangebot im Jahr 2018 zunächst von der IHK der Südwestfälischen Industrie- und Handelskammer zu Hagen, der Industrie- und Handelskammer zu Köln und der Industrie- und Handelskammer Ostwestfalen zu Bielefeld angeboten.

Weitere Informationen finden Sie unter: www.mittelstand-energie-wende.de/bmm. (JPV)

Service

■ Neues DIHK-Merkblatt "Kundenanlage und geschlossenes Verteilnetz"

Abgrenzung Kundenanlage und geschlossenes Verteilnetz

Wer schon immer mal wissen wollte, wann ein betriebliches Energieversorgungsnetz eine Kundenanlage und wann ein geschlossenes Verteilnetz im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes ist, wird im neuen DIHK-Merkblatt fündig. Für beide gelten unterschiedliche Pflichten. Das DIHK-Merkblatt finden Sie [hier](#) (Bo, FI).