

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
Umwelt- und Energiepolitik: Perspektive Jamaika	2
International	4
IEA: Photovoltaik-Installationen treiben erneuerbare Energien zu neuen Rekorden.....	4
Internationale Energieagentur legt Report zur Entwicklung der Energieeffizienz vor	5
Europa	6
Energieintensive Industrie: erste Konsultation zur „carbon leakage“-Liste.....	6
EU-Emissionshandel: Internationale Flüge werden bis 2023 weiter ausgenommen.....	8
EU-Emissionshandel: Kommission schlägt Vorbereitung auf Brexit vor	9
EU-Emissionshandel: Weiter keine Einigung zwischen Rat und Parlament.....	10
Europaparlament spricht sich für Elektroladesäulen-Pflicht aus	10
Nord Stream 2: EU-Kommission will neue Regeln für Gasimportpipelines.....	14
EU-Klimapolitik: Rat verabschiedet 2030-Ziele für Transport, Landwirtschaft und Gebäude	15
Europäische Regulierungsbehörden beklagen Einschränkung des grenzüberschreitenden Stromhandels	18
Strombinnenmarkt: Estland legt erste Kompromissvorschläge vor.....	20
Konsultation zu Szenarien für den nächsten zehnjährigen EU-Netzentwicklungsplan eröffnet	27
Neue Gasversorgungssicherheitsverordnung tritt am 1. Dezember in Kraft.....	28
Richtlinie über die Behandlung des kommunalen Abwassers wird evaluiert	29
EU-Kommission will europäische Wasserrahmenrichtlinie evaluieren	30
Nachhaltiger Einsatz von Pestiziden	30
Deutschland	31
Sachverständigenrat für Umweltfragen will Kohleausstieg bis 2037	31
Schneller Kohleausstieg verfassungsrechtlich möglich?	32
Anteil Industriestrom gestiegen	33
Bundesnetzagentur klärt Aggregatorenrolle bei Regelenergie.....	34
dena: Elektrifizierung bedeutet starken Anstieg der Jahreshöchstlast.....	34
Monopolkommission veröffentlicht Gutachten zum Energiesektor.....	36
EEG-Umlage sinkt zum Jahreswechsel leicht.....	37
Bedarf an Netzstabilisierungsmaßnahmen im ersten Quartal 2017 gestiegen	40
Solarförderung unter 5 Cent/kWh	40
Start des Marktstammdatenregisters verzögert sich weiter	41
BMW will Aufteilung der Strompreiszone rechtlich untersagen	42
Netzentgelte Strom 2018	42
Netzausbau auf Hochspannungsebene in Ostdeutschland.....	43
Absatz von Elektrofahrzeugen in Deutschland 2017 stark ansteigend	44
Netzentgelte Gas gehen 2018 leicht zurück	45
Gaswirtschaft-Studie: Grünes Gas macht Energiewende billiger.....	45

Neuer Anlauf für steuerliche Förderung der energetischen Sanierung gefordert	46
Energie-Scouts im „Train to Bonn“	47
Bewerbungen zur Exzellenzinitiative Klimaschutz-Unternehmen möglich!	47
UVP-Portal der Länder online	48
Studie zur Steigerung des Lizenzierungsgrades von Verkaufsverpackungen	48
BMUB-Entwurf einer dritten Verordnung zur Änderung der Elektro- und Elektronikgerätegesetz- Gebührenverordnung.....	49
Veranstaltungen	51
Deutsche Energiemanager (EUREM) sind für Ljubljana nominiert	51
Herausforderungen und Chancen im kenianischen Wassersektor.....	52
Konferenz zum Thema „Effiziente Entsorgungs- und Recyclingkonzepte unter Einbindung des informellen Sektors“	52
Service	53
DIHK-Merkblatt Kleine PV-Anlagen	53
DIHK-Merkblatt zu Antriebsoptionen für gewerbliche Fahrzeuge	53
Aufzeichnung der Webinare zum Speichereinsatz und zur Abwärmenutzung nun verfügbar	54

Editorial

■ Umwelt- und Energiepolitik: Perspektive Jamaika

Schlagwort

Mehr als einen Monat nach der Bundestagswahl sind die Sondierungsgespräche zwischen Union, FDP und Grünen in vollem Gange. Deutschland könnte zum ersten Mal von einer „Jamaika-Koalition“ regiert werden. Doch zuvor müssen auch im Bereich der Umwelt- und Energiepolitik viele Steine aus dem Weg geräumt werden.

- Wird die Kohleverstromung zurückgefahren? Der Ausstieg aus der Kohleverstromung war eine prominente Forderung der Grünen im Wahlkampf. Die 20 „schmutzigsten“ Kraftwerke sollen sofort abgeschaltet werden. Für die verbleibenden soll ein verbindlicher Ausstiegspfad festgelegt werden. Für die FDP sind staatliche Eingriffe in den Markt außerhalb des Emissionshandels dagegen tabu. Die Union hat einen Fahrplan für den Kohleausstieg zumindest nicht ausdrücklich ausgeschlossen. Mit der Einrichtung der sogenannten Sicherheitsbereitschaft für ältere Braunkohlekraftwerke wurde in der vergangenen Legislaturperiode bereits ein Instrument etabliert, das der Stromkunde über die Netzentgelte teuer finanziert. Ein möglicher Kompromiss?

- Ausstieg aus dem EEG? Eine Kernforderung der FDP ist, das „Dauersubventionssystem“ EEG zu beenden. Die Grünen wiederum wollen 100 Prozent erneuerbare Energien bis zum Jahr 2030. Da passt ein Ende der EEG-Förderung für neue Windräder und Solaranlagen nicht ins Bild. Stattdessen soll die Förderung über eine Erhöhung der Ausbaukorridore sogar ausgeweitet werden. Droht auch hier ein Kompromiss zulasten der Stromkunden?
- Wird eine nationale CO₂-Bepreisung eingeführt? Diese kann beim Einstieg in den Ausstieg aus der EEG-Förderung helfen, da Strom an der Börse teurer würde und EE-Anlagen mehr Geld aus dem Stromverkauf Erlösen könnten. Diese Forderung steht nur im Wahlprogramm der Grünen. Die FDP will den EU-Emissionshandel auf Wärme- und Verkehr ausweiten, während sich die Union an dieser Stelle nicht festlegt. Gleichwohl bekennen sich alle Parteien grundsätzlich zu den Energiewende- und Klimaschutzziele. Das hat auch die erste Runde der Sondierungsgespräche ergeben. Ist eine nationale CO₂-Bepreisung dafür die richtige Maßnahme?
- Welche Impulse bei der Energiewende im Wärmemarkt? Auf das Bekenntnis zur steuerlichen Förderung der energetischen Gebäudesanierung konnten sich die Sondierer schnell einigen. Wie in der letzten Wahlperiode auch, mag man daran allerdings erst glauben, wenn der Bundesrat seine Zustimmung gegeben hat. Im Spannungsfeld zwischen mehr Wohnungsbau und Klimaschutz werden Konflikte um die Energiestandards für neue Gebäude wohl nicht ausbleiben. Die Landesregierung von Nordrhein-Westfalen hat derweilen angekündigt, sogar die aktuellen Anforderungen aussetzen zu wollen, um dringend benötigten preiswerten Wohnraum zu schaffen. Wie kann das zusammengehen?
- Gelingt es, die hohen Energiewendekosten einzufangen? Alle an den Koalitionsverhandlungen beteiligten Parteien bewerten die Stromkosten als zu hoch. Die FDP setzt auf die Senkung der Stromsteuer. So auch die Grünen, allerdings nur als Ausgleich für eine stärkere CO₂-Bepreisung. Möglichkeiten zur Entlastung gibt es in jedem Fall genug. In der Diskussion steht z. B. eine Querfinanzierung der EEG-Umlage aus dem Haushalt.
- Wie weiter mit dem Diesel? Die Förderung der Verkehrswende – elektrisch und digital – ist unter den Parteien wenig strittig. Die Frage der Zukunft der Verbrennungsmotoren und insbesondere des Diesels könnte Jamaika dagegen entzweien. Die Grünen halten den Ausstieg aus der Verbrennertechnologie bis 2030 und Diesel-Fahrverbote per Blauer Plakette für erforderlich. Union und FDP sprechen sich dagegen für den Diesel als Brückentechnologie und explizit gegen Fahrverbote aus. Sollten die Parteien keinen Kompromiss finden, könnten bald schon Gerichte der Politik die

Entscheidung über die unpopuläre Maßnahme Fahrverbot abnehmen.

Jamaika selbst taugt übrigens energiepolitisch nicht als Vorbild. Hier erzeugt man 93 % des Stroms aus Erdöl. Zurück zur Sondierung in Deutschland: Aus Sicht des DIHK kommt es bei allen energie – und umweltpolitischen Projekten darauf an, die Auswirkungen denkbarer Maßnahmen auf die im globalen Wettbewerb stehenden Unternehmen im Vorfeld gründlich zu analysieren. Gerade im Stromsektor haben neue Abgaben und Umlagen, auch wenn sie andere ersetzen, je nach Unternehmenstyp und Branche sehr unterschiedliche, nicht immer klar ersichtliche Auswirkungen. Wenn die Politik hier Rat braucht, steht die IHK-Organisation gerne zur Verfügung. Devise sollte sein, den Preis für Strom auf breiter Front zu senken. (Bo, Fl, tb, HAD)

International

■ IEA: Photovoltaik-Installationen treiben erneuerbare Energien zu neuen Rekorden

165 GW Erneuerbare 2016 weltweit installiert

Laut dem aktuellen Erneuerbare Energien-Report der Internationalen Energieagentur (IEA) trägt den Löwenanteil daran jedoch allein China: Die Hälfte aller 2016 weltweit hinzugekommenen PV-Installationen (rund 74 GW) stehen demnach im Reich der Mitte. Dieses enorme Wachstum führte sogar dazu, dass PV erstmals weltweit schneller wuchs als alle anderen Stromquellen.

Erneuerbare Energien insgesamt waren 2016 für zwei Drittel (165 GW) aller neuen Stromerzeugungskapazitäten verantwortlich. Die IEA geht zudem davon aus, dass sich die globale Kapazität erneuerbarer Energien bis 2022 nahezu verdoppeln wird. Dies entspricht rund 1.000 GW. In diesem Jahr sollen 8.000 TWh EE-Strom erzeugt werden, was dem kumulierten Stromverbrauch Chinas, Indiens und Deutschlands entspricht. Wind, Wasser, Sonne und Biomasse sollen dann weltweit für 30 Prozent der Stromerzeugung stehen, ein Plus von sechs Prozentpunkten.

China steuert mehr als die Hälfte des Wachstums bei, gefolgt von den USA und Indien. Der Markt in China ist nach wie vor hochdynamisch: Luftverschmutzungen sowie die geplante weitere Elektrifizierung des Landes führen dazu, dass nicht nur die Hälfte der weltweiten Nachfrage nach PV aus China kommt, sondern auch 60 Prozent der Produktion. Insofern entwickelt sich der chinesische Markt immer mehr zu einem Leitmarkt, nicht zuletzt mit wichtigen Preissignalen für andere Regionen.

Eine geringere Stromnachfrage und eine Überkapazität an Produktion hemmen hingegen das Wachstum erneuerbarer Energien in der Europäischen Union. Die Wachstumsrate bis 2022 sei demnach rund 40 Prozent geringer im Vergleich zur vorhergehenden Fünfjahresperiode. Aktuell bestehende politische Unsicherheiten könnten beseitigt werden, wenn die EU ihr Energiepaket für die Post-2020-Phase zügig verabschieden würde.

Weltweit gesehen holen die Erneuerbaren im Vergleich zur fossilen Stromerzeugung deutlich auf: War die Stromproduktion aus Kohle 2016 noch 34 Prozent größer als jene aus Erneuerbaren, wird sich diese Lücke bis 2022 auf 17 Prozent halbieren. Die IEA verzeichnet zudem einen Wandel bei der politischen Unterstützung erneuerbarer Energien. Wie auch Deutschland, schwenken mehr und mehr Länder von Einspeisevergütungen auf Auktionen um. Die Kosten sind 2016 für neue Anlagen bis auf 3 Cent/kWh gesunken.

Kaum Entwicklungen erwartet die IEA kurz- und mittelfristig hingegen in den Bereichen Verkehr und Wärme. So soll der Anteil von erneuerbaren Energien im Straßenverkehr von aktuell 4 bis 2022 auf 5 % steigen, im Wärmebereich von heute 9 auf 11 % in 2022.

Eine Zusammenfassung des Berichts Renewables 2017 finden Sie [hier](#). (Bo)

■ Internationale Energieagentur legt Report zur Entwicklung der Energieeffizienz vor

Energieeffizienz steigt auch in Zeiten niedriger Öl- und Gaspreise

Neben dem Erneuerbare-Energien-Report hat die Internationale Energieagentur (IEA) auch ihren Effizienzreport aktualisiert. Der Bericht führt die weltweiten Entwicklungen, bspw. volkswirtschaftliche und sektorale Betrachtung von Energieverbräuchen, nationalstaatliche Initiativen oder Investitionen in Effizienztechnologien, zusammen. Die wichtigsten Erkenntnisse des IEA-Berichts "[Energy Efficiency 2017](#)":

- Energieeffizienz funktioniert auch in Zeiten niedriger Öl- und Gaspreise. So sind die weltweiten Ausgaben für Effizienzmaßnahmen auch 2016 um neun Prozent auf 231 Mrd. US -Dollar gestiegen. Nach Berechnung der IEA beträgt der Anteil von Investitionen in Energieeffizienz am Gesamtvolumen des weltweiten Energiemarkts 13,6 Prozent.
- Der weltweite Energieverbrauch läge 2016 ohne die seit dem Jahr 2000 angestrebten Effizienzmaßnahmen 12 Prozent höher (diese Summe entspricht etwa dem jährlichen Energieverbrauch der EU).
- Energieeffizienz ist der Hauptgrund, warum das Wachstum der globalen CO₂-Emissionen in den vergangenen beiden Jahren zum

Stillstand gekommen ist – und das bei anhaltendem Wirtschaftswachstum.

- Deutschland spart durch die seit dem Jahr 2000 umgesetzten Energieeffizienzmaßnahmen jährlich ca. 6 Mrd. Euro an Kosten für Energieimporte.
- Für weitere Fortschritte wird eine stärkere globale Verbreitung von Energieeffizienzstandards für Produkte benötigt.
- Für mehr Energieeffizienz und Klimaschutz ist die Reduktion von Subventionen für fossile Energieträger wichtiger als die Einführung einer zusätzlichen CO₂-Bepreisung, etwa in Form von CO₂-Steuern.

Sektorbetrachtung – Industrie: Im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2016 konnte die Energieintensität in den IEA-Mitgliedstaaten um 20 Prozent reduziert werden (eingesetzte Energiemenge im Verhältnis zu erzielter Wertschöpfung). Die erzielten Effizienzsteigerungen seien (besonders in den energieintensiven Branchen) vornehmlich auf den Bau neuer und modernerer Anlagen und nicht auf die Ertüchtigung bestehender Anlagen zurückzuführen. Beispielhaft werden in diesem Zeitraum neu gebaute Aluminium- und Zementproduktionen in China und Indien genannt.

Sektorbetrachtung – Verkehr: Der Sektor ist der Haupttreiber für den zusätzlichen Ölverbrauch auf globaler Ebene. Daher argumentiert die IEA insbesondere im LKW-Markt für die weitere Verbreitung von verpflichtenden Effizienzstandards. In der EU gibt es solche Standards zwar nicht. Jedoch führt der Bericht auch auf, dass EU-LKW 14 bis 22 Prozent effizienter als jene in den USA sind, ohne dass es bisher in Europa eine CO₂-Regulierung für LKW gab. Vielmehr sind hohe Treibstoffkosten und Mautkosten Treiber für energieeffiziente Fahrzeuge. Das bedeutet auch, dass Energieeffizienzstandards für Produkte – hier LKW – nicht immer notwendig für Energieeffizienzmaßnahmen sind. (MBe, tb)

Europa

■ Energieintensive Industrie: erste Konsultation zur „carbon leakage“-Liste

**Kommentare bis zum
13. November**

Bis zum 13. November bittet die Europäische Kommission um Kommentare im Rahmen der Vorbereitung der Folgenabschätzung der neuen Liste für Industriesektoren, die zwischen 2021 bis 2030 von Gratiszuteilungen im EU-Emissionshandel (ETS) profitieren.

Die grundlegenden Kriterien, Schwellenwerte und Verfahren zur Bewertung, welche Sektoren auf die „carbon leakage“-Liste für den Zeitraum 2021 - 2030 aufzunehmen sind, werden in der Emissionshandelsrichtlinie festgelegt, deren Reform gerade von Rat und Parlament ausgehandelt wird. Für die quantitative Bewertung handelt es sich hierbei um die Emissionsintensität und die Handelsintensität.

Zur Bestimmung der Liste müssen von der Europäischen Kommission jedoch präzisere Entscheidungen zur angewandten Methodologie getroffen werden. Bevor die Brüsseler Behörde hierzu wahrscheinlich noch vor Ende des Jahres erste konkrete Überlegungen präsentiert und eine 12-wöchige Konsultation zu den Parametern der Methodologie startet, bittet sie interessierte Akteure bis spätestens 13. November um erste Kommentare zu einer sehr kurz gefassten vorläufigen Folgenabschätzung (sog. „inception impact assessment“). Im Frühjahr 2018 soll dann ein Entwurf für die carbon leakage-Liste 2021 - 2030 vorgelegt werden.

Gebeten wird - neben allgemeinen Anmerkungen zum Dokument - um Eingaben zu folgenden Parametern der Methodologie:

- **Emissionsintensität:** Emissionsfaktor für Strom (zur Umrechnung von Stromverbrauch in indirekte Emissionen)
- **Handelsintensität:** Bewertung der Klimapolitiken anderer Länder, um deren Vergleichbarkeit mit dem EU-ETS sicherzustellen

Rahmen für weitere Bewertung:

- qualitative Bewertung: Details, wie die Belastbarkeit und Transparenz der Methode sowie die Gleichbehandlung von Sektoren sichergestellt werden
- aufgeschlüsselte Bewertung: Details, wie die Belastbarkeit und die Transparenz der Methode sowie die Gleichbehandlung von Sektoren sichergestellt werden

Die Kommission betont, dass alle Parameter bereits in der [Folgenabschätzung für die aktuell geltende Liste](#) (2015 - 2019) beurteilt wurden - mit Ausnahme der Details zur qualitativen Bewertung. Dennoch bedarf es einer neuen Folgenabschätzung, da die Kriterien für die Aufnahme auf die CL-Liste im Rahmen der ETS-Reform verändert und neue Daten herangezogen werden.

Der DIHK hatte in seiner im September 2015 veröffentlichten [Stellungnahme zur Reform des ETS gefordert](#), dass bei der Ermittlung der carbon leakage-Sektoren im Zuge der Bewertung der Handelsintensität auch die weitere Wertschöpfungskette miteinbezogen wird, damit Zulieferer gegenüber den finalen Handelspartnern nicht benachteiligt werden. Teilsektoren, die selbst nicht unmittelbar von carbon leakage betroffen zu sein scheinen, aber von gefährdeten Sektoren abhängen, sollten somit auch angemessen berücksichtigt werden. Darüber hinaus

sollte angesichts der größer werdenden Energiepreisschere zwischen der EU und anderen Industrie- und Schwellenländern bei der Ermittlung der von Standort- und Emissionsverlagerungen gefährdeten Sektoren ein detaillierter Energiekostenvergleich zwischen der EU und ihren globalen Wettbewerbern maßgeblich sein. (JSch)

■ EU-Emissionshandel: Internationale Flüge werden bis 2023 weiter ausgenommen

Einigung zwischen Rat und Parlament

Der Rat und das Europäische Parlament haben sich am 18. Oktober auf die Regeln zur Ausnahme internationaler Flüge vom ETS geeinigt.

Das Parlament konnte sich letztlich mit seiner Forderung durchsetzen, die Ausnahme des internationalen Flugverkehrs vom europäischen Emissionshandel (ETS) nicht auf unbestimmte Zeit zu verlängern. [Mit dem Rat wurde vereinbart](#), dass diese bis mindestens ins Jahr 2023 weiter gilt.

Zu diesem Zeitpunkt beginnt die erste Phase des im Rahmen der Internationalen Zivilluftfahrtorganisation (ICAO) beschlossenen "globalen marktbasierten Mechanismus". Dieser soll die CO₂-Emissionen des internationalen Luftverkehrs eindämmen.

Die EU-Gesetzgeber wollen bis dahin bewerten, ob die international vereinbarten Umsetzungsregeln einen effektiven Klimaschutzbeitrag des Luftverkehrssektors gewährleisten. In diesem Fall könnten Parlament und Rat auf Initiative der Europäischen Kommission entscheiden, die ETS-Richtlinie so anzupassen, dass internationale Flüge auch nach 2023 nicht am Emissionshandel teilnehmen müssen.

Durch dieses Vorgehen erhofft sich der EU-Gesetzgeber Druck auf die Mitgliedsländer der ICAO auszuüben, damit sich diese auf ambitionierte Regeln einigen.

Die Europäische Kommission hatte ursprünglich vorgeschlagen, die Ausnahme vom ETS auf unbestimmte Zeit zu gewähren. Auch die Mitgliedsstaaten im Rat folgten in ihrer Verhandlungsposition diesem Vorschlag.

Vorbereitung auf britisches Ausscheiden aus dem ETS

Geeinigt haben sich Parlament und Rat auch auf eine Regelung, die dazu dient, den Einfluss des Austritts Großbritanniens aus der EU auf den EU-Emissionshandel zu beschränken.

So wurde die Kommission ermächtigt, Regeln zu erarbeiten, damit von Großbritannien nach 2018 herausgegebene Zertifikate im Falle eines Austritts des Königreichs aus dem ETS nicht mehr gehandelt werden können. Konkret soll durch die vom Parlament fraktionsübergreifend

gestützte Regelung verhindert werden, dass britische Unternehmen nach einem potenziellen Brexit im Frühjahr 2019 die ihnen im Jahr 2018 zugeteilten Zertifikate auf dem europäischen Emissionshandelsmarkt verkaufen.

Die britische Regierung hat bisher nicht erkennen lassen, ob sie eine weitere Beteiligung am ETS nach dem Austritt aus der EU ernsthaft in Betracht zieht. (JSch)

■ **EU-Emissionshandel: Kommission schlägt Vorbereitung auf Brexit vor**

Verordnungsentwurf vorgelegt

Die EU-Kommission schlägt in einem ersten [Verordnungsentwurf](#) vom 24. Oktober Schutzmaßnahmen für das ETS vor, falls es im Rahmen des Brexits gewollt oder ungewollt zu einem Ausscheiden des Vereinigten Königreichs aus dem Emissionshandelssystem (ETS) kommt.

Britische Unternehmen könnten in diesem Szenario die nicht mehr benötigten Zertifikate auf dem europäischen Markt verkaufen, wodurch die Menge der im Umlauf befindlichen Zertifikate steigen würde. Dies könnte auch zu einer Reduzierung des Preises führen.

Um dies zu verhindern, sieht der Verordnungsentwurf vor, dass alle ab dem 1. Januar 2018 versteigerten oder kostenlos zugeteilten Zertifikate mit einem Ländercode gekennzeichnet werden. Darüber hinaus dürften im Falle eines Austritts aus dem ETS die dann identifizierbaren britischen Zertifikate nicht mehr gehandelt werden.

Der Kommissionsentwurf basiert auf einer Ermächtigung, auf die sich Rat und Parlament im Rahmen der Entscheidung über die Einbeziehung des Flugverkehrs ins ETS am 18. Oktober informell geeinigt haben. Der endgültige Vorschlag zur Änderung der [Verordnung zur Festlegung eines Unionsregisters](#) kann jedoch erst von der Kommission vorgelegt werden, wenn die reformierte ETS-Richtlinie in Kraft getreten ist.

Die britische Regierung hat sich noch nicht zu ihren Absichten in Bezug auf einen Verbleib oder Austritt aus dem ETS geäußert. Ende Oktober wurde lediglich bekannt, dass London die Risiken eines Ausscheidens vor 2020 (dem Ende der aktuellen Handelsperiode) bewertet. (JSch)

Nächste Verhandlung am 8. November

■ EU-Emissionshandel: Weiter keine Einigung zwischen Rat und Parlament

Auch nach mehr als dreizehnstündigen Verhandlungen zwischen den beiden Gesetzgebern, Rat und Parlament, konnte am 13. Oktober keine finale Einigung zur Reform des EU-Emissionshandels (ETS) verkündet werden.

Subventionen für Kohlekraft sind ein wichtiger Streitpunkt, der nicht überwunden werden konnte. Das Parlament fordert Projekte, die zu einem Treibhausgasausstoß von mehr als 450g/kWh führen, von Fördermitteln aus dem sogenannten Modernisierungsfonds auszuschließen. Der Rat sträubt sich hiergegen, vor allem auf Drängen vieler osteuropäischer Mitgliedsstaaten.

Umstritten war bis zuletzt auch die Anhebung des Anteils an kostenlos zugeteilten Zertifikaten für die Industrie. Das Parlament fordert eine Anhebung um 5 %, während die Mitgliedsstaaten im Rat sich zuletzt mit einem Angebot von 2,5 % nur wenig auf die Parlamentarier zubewegt hatten. Viele Finanzminister fürchten um die Einnahmeeinbußen, die mit geringeren Versteigerungsmengen einhergehen.

Der DIHK fordert eine ausreichende Ausstattung mit kostenlosen Zertifikaten für die effizientesten europäischen Industrieanlagen. Nur so können Standortverlagerungen in klimapolitisch weniger ambitionierte Länder verhindert werden.

Die estnische Ratspräsidentschaft ließ verlauten, dass eine weitere Verhandlungsrunde zwischen Rat und Parlament notwendig sei. Diese soll am 8. November stattfinden. (JSch)

■ Europaparlament spricht sich für Elektroladesäulen-Pflicht aus

DIHK bedauert Entscheidung

Die Abgeordneten des Industrieausschusses haben am 11. Oktober ihre Verhandlungsposition für die Reform der Richtlinie zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden verabschiedet.

Der Bericht wurde von einer großen Mehrheit angenommen. Zudem wurde dem dänischen Berichterstatter Bendt Bendtsen (EVP) ein Mandat für die Aufnahme von Verhandlungen mit dem Rat erteilt. Zwei Verhandlungsrunden wurden bereits angesetzt (im November und Dezember).

Die wichtigsten Elemente der Parlamentsposition:

Elektroladesäulen

- Die Abgeordneten haben die von der Europäischen Kommission vorgeschlagene Pflicht zur Installation von Ladesäulen für Elektrofahrzeuge in Nichtwohngebäuden mit mehr als 10 Parkplätzen abgeschwächt. Weiterhin gefordert wird jedoch die Installation einer einzigen Ladesäule, unabhängig davon, ob 10 oder 100 Parkplätze in einem Gebäude vorzufinden sind. Darüber hinaus soll jeder zehnte Parkplatz eine Vorverkabelung oder Leerrohre vorweisen, um eine spätere Installation von Ladesäulen zu erleichtern.
- Die erwähnten Pflichten betreffen neue und umfassend zu renovierende Nichtwohngebäude. Die Abgeordneten haben jedoch präzisiert, dass die Renovierung die Elektroinstallation oder den Parkplatz betreffen muss. Darüber hinaus sollen die Pflichten auch auf "gemischt genutzte Gebäude" (mixed-used buildings) Anwendung finden – d. h. Gebäude, die sich aus Wohn- und Nichtwohnbereichen zusammensetzen (bspw. Bürogebäude mit Wohnungen).
- Die Mitgliedsstaaten werden verpflichtet, ab 2025 eine Mindestanzahl von zu installierenden Ladesäulen für alle öffentlichen und kommerziellen Nichtwohngebäude einzuführen. Diese Pflicht betreffe somit nicht nur neue oder zu renovierende Gebäude, sondern auch den Bestand.
- KMU können, wie von der Europäischen Kommission vorgeschlagen, von den Verpflichtungen ausgenommen werden.
- Bei Wohngebäuden mit mehr als zehn Parkplätzen, die neu gebaut oder umfassend renoviert werden, muss jeder Parkplatz vorverkabelt oder mit Leerrohren ausgestattet werden. Bei Renovierungen greift die Pflicht nur, wenn diese den Parkplatz oder die Elektroinstallation betreffen.

Langfristige Renovierungsstrategie

- Die von der Kommission vorgeschlagene Verpflichtung zur Erstellung eines konkreten Fahrplans zur Umsetzung der langfristigen Renovierungsstrategie wurde ausgeweitet. So soll nicht nur ein Etappenziel für das Jahr 2040, sondern auch für 2030 definiert werden. Darüber hinaus sollen auch Maßnahmen und Indikatoren für die Fortschrittmessung aufgeführt werden. Das Ziel für 2050 wurde umformuliert: Während die Kommission von einem „dekarbonisierten“ Gebäudebestand bis 2050 spricht, zielen die Abgeordneten auf einen „höchst energieeffizienten und dekarbonisierten“ Gebäudebestand ab. Die Mitgliedsstaaten sollen spezifizieren, wie die Etappenziele zur Erreichung des gesamteuropäischen Energieeffizienzziels beitragen und im (in der Governance-Verordnung vorgesehenen) integrierten Energie- und Klimaplan über die Umsetzung der langfristigen Renovierungsstrategie berichten.

- Gegen die Stimmen der EVP-Fraktion wurde auch eine Definition eines dekarbonisierten Gebäudebestands in die Richtlinie aufgenommen: Es soll sich um einen Gebäudebestand handeln, der sich auf dem Niveau von Niedrigstenergiegebäuden bewegt und das Energieeffizienzpotenzial maximal ausnutzt.

Bindung finanzieller Anreize zur Verbesserung der Energieeffizienz von Gebäuden an Energieeinsparungen

- Anders als von der Europäischen Kommission vorgeschlagen, sollen Energieeinsparungen nicht mehr durch die vor- und nachgelagerte Erstellung von Energieausweisen nachgewiesen werden, wenn eine öffentliche Förderung gewährt wird. Stattdessen können auch ein Energieaudit oder Standardwerte für die Berechnung von Energieeinsparungen in Gebäuden sowie ähnliche transparente Dokumentationsmethoden genutzt werden.

Anforderungen an die Energieausweis-Datenbanken

- Die von der Kommission vorgeschlagenen Anforderungen finden sich weitgehend im EP-Beschluss wieder. Die zu erfassenden Energieverbräuche beziehen sich jedoch auf Gebäude mit mehr als 250 m² Nutzfläche, die von der öffentlichen Hand besessen, verwaltet oder benutzt werden. Die Kommission hatte vorgeschlagen, alle Gebäude mit Publikumsverkehr zu erfassen. Eine linke Mehrheit der Abgeordneten hat auch festgeschrieben, dass Gebäudeeigentümer Zugriff auf detaillierte Verbrauchsdaten haben sollen.

Dokumentationspflichten

- Die Dokumentationspflichten bei Installation, Ersatz oder Erweiterungen von technischen Gebäudesystemen wurden dahingehend verschärft, dass die Bewertung der Energieeffizienz sowohl eine Nutzung bei Volllast als auch Teillast in Betracht ziehen muss. Darüber hinaus soll auch der Einfluss auf die Raumluftqualität miteinbezogen werden.

Wartungspflicht für Klimaanlage

- Die Pflicht für die Staaten, Maßnahmen zur regelmäßigen Wartung von Klimaanlage zu ergreifen, findet bei Wohngebäuden laut Parlament auf Anlagen mit einer Leistung von mehr als 12 kW Anwendung. Für Nichtwohngebäude soll wie von der Kommission vorgeschlagen ein Schwellenwert von 250 MWh Gesamtpri-märenergieverbrauch gelten. Die Bewertung der Effizienz der Anlage soll sowohl einen Betrieb bei Volllast als auch Teillast in Betracht ziehen.

Wartung von Heizungsanlagen und Gebäudeautomatisierung

- Die Inspektionspflicht soll bei zentralen gebäudetechnischen Systemen ab einer Leistung von 70 kW greifen. Der Kommissionsvorschlag sieht einen Schwellenwert von 100 kW vor.
- Bei Nichtwohngebäuden mit einem jährlichen Primärenergieverbrauch von mehr als 250 MWh fordern die Abgeordneten eine Pflicht zur Ausrüstung mit Systemen für die Gebäudeautomatisierung und -steuerung. Diese soll ab 2023 greifen. Der Kommissionsvorschlag sieht dies nur als freiwillige Alternative zur Inspektionspflicht vor.
- Die Anforderungen an die Systeme der Gebäudeautomatisierung wurden aus dem Kommissionsvorschlag fast unverändert übernommen.

Intelligenzindikator

- Die Kommission wird weiter ermächtigt, eine Definition vorzunehmen. Zuvor soll sie jedoch zur Konsultation aller interessierten Parteien verpflichtet sein. Darüber hinaus schlagen die Abgeordneten vor, in einem Anhang der Richtlinie gewisse Grundprinzipien festzulegen.

DIHK-Bewertung:

- Die Entscheidung des Parlaments zur Ladesäulenpflicht ist bedauerlich. Auch der Rat fordert in seiner im Juni verabschiedeten Position die Installation einer Ladesäule je Nichtwohngebäude. Diese Pflicht wird daher mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit Teil der abschließenden Einigung sein. Der DIHK hatte sich bis zuletzt gemeinsam mit Eurochambres und der WKÖ gegen eine pauschale Pflicht eingesetzt. Als Erfolg kann dennoch bewertet werden, dass die von der Kommission vorgeschlagene Pflicht eingeschränkt wurde. In den Trilogverhandlungen sollte nun die pauschale Pflicht ab 2025 aufgegeben werden. Darüber hinaus wäre es wünschenswert, wenn die von den Mitgliedsstaaten im Rat verabschiedeten Einschränkungen der Installationspflicht bei Renovierungen beibehalten würden.
- Die Konkretisierungen der Verpflichtungen für die Mitgliedsstaaten bei der Erstellung der Langfriststrategien für die Gebäuderenovierung lehnt der DIHK ab. Zu starre Vorgaben schränken die Flexibilität bei der Zielerreichung zu sehr ein.
- Die Streichung der Pflicht zur vor- und nachgelagerten Erstellung eines Energieausweises bei geförderten Effizienzmaßnahmen folgt der DIHK-Forderung. Auch der Rat hat ähnliche Änderungen am Kommissionsvorschlag vorgenommen.

- Die Dokumentationspflichten werden durch die zusätzliche geforderte Bewertung bei Voll- und Teillast zu Mehraufwand führen. Der DIHK schlägt die Streichung dieser Pflicht vor.
- Die Verschärfung der Inspektionspflichten für Klima- und Heizungsanlagen sind kritisch zu bewerten. Stattdessen sollte, wie von der Kommission vorgeschlagen, eine Vereinfachung der Pflichten im Mittelpunkt der Reform stehen (Verringerung der Zielgruppe, größerer nationaler Spielraum bei der Festlegung der Prüffristen).
- Von einer pauschalen Pflicht zur Installation von Systemen zur Gebäudeautomatisierung ab 2023 sollte unbedingt abgesehen werden. Die Effizienz einer solchen Investition hängt sehr stark von Faktoren ab, die von Gebäude zu Gebäude variieren. Sollte die Wirtschaftlichkeit gegeben sein, werden sich Gebäudeeigner aus eigenem Interesse hierfür entscheiden. Auch die spezifischen Anforderungen an die Funktionalität solcher Systeme, die vom Parlament aus dem Kommissionsvorschlag übernommen wurden, können zu einer technischen und finanziellen Hürde werden und die Alternative zur Inspektionspflicht damit praktisch bedeutungslos werden.
- Die Erarbeitung eines Intelligenzindikators durch die Europäische Kommission birgt das Risiko einer einseitigen Festlegung auf einzelne Technologien. Für Gebäudebesitzer könnten darüber hinaus mittelfristig bürokratischer und finanzieller Mehraufwand entstehen, wenn die Bewertung der "Intelligenz" von Gebäuden zur Pflicht würde. Der DIHK hat hier vorgeschlagen, die Mitgliedstaaten über die Einführung entscheiden zu lassen. (JSch)

■ Nord Stream 2: EU-Kommission will neue Regeln für Gasimportpipelines

Änderung der Gasbinnenmarkt-Regeln

Der neue Vorschlag für eine Abänderung des Dritten Energiepakets soll Anfang November veröffentlicht werden. Der DIHK spricht sich für eine rechtskonforme Durchführung aller laufenden Genehmigungsverfahren aus.

Die Europäische Kommission wird voraussichtlich Anfang November eine Änderung der Regeln für den Gasbinnenmarkt vorschlagen. Ziel der Brüsseler Behörde ist es festzulegen, dass das dritte Energiepaket, oder zumindest Teile davon, auf Gaspipelines Anwendung finden, die Gas aus einem Drittstaat an die Grenze des europäischen Binnenmarkts liefern. Hierzu könnte eine Änderung der Gasrichtlinie aus dem Jahr 2009 angestrebt werden.

Hintergrund der Initiative ist der Widerstand der Kommission gegen das Pipelineprojekt Nord Stream 2, das Russland über die Ostsee mit Deutschland verbinden soll. Europäische Unternehmen aus Deutschland, Frankreich, Österreich und den Niederlanden beteiligen sich als Investoren an der Finanzierung.

Die Kommission behauptet, Nord Stream 2 gefährde die Versorgungssicherheit der EU und widerspräche somit den Zielen der „Energieunion“. Allerdings verfügt die Kommission über keinerlei rechtliche Handhabe, um das Projekt auf Drängen einiger Mitgliedsstaaten zu stoppen. Der juristische Dienst des Rats hat dies in einem Gutachten bestätigt.

Der Vorschlag der Kommission, mit Russland über die auf Nord Stream 2 anwendbaren Regeln zu verhandeln und diese in einem zwischenstaatlichen Abkommen festzulegen, hat im Rat bisher nicht die notwendige Zustimmung gefunden. Die nun versprochene Reform der Gasrichtlinie von 2009 ist der letzte Versuch der EU-Behörde, das Projekt mit rechtlichen Mitteln zu beeinflussen.

Der DIHK hält die weitere Vertiefung des Gasbinnenmarktes für eine Aufgabe, der sich die Kommission mit Nachdruck widmen sollte. Ein liquider und über Ländergrenzen gekoppelter Binnenmarkt mit möglichst wenig Netzengpässen ist der beste Garant für Versorgungssicherheit und kompetitive Gaspreise in Europa. Die diskriminierungsfreie Anwendung des aktuell geltenden Rechts für alle Importpipelines dient diesem Ziel. Daher sollten laufende Genehmigungsverfahren nach den geltenden Regeln abgeschlossen werden. (JSch)

■ **EU-Klimapolitik: Rat verabschiedet 2030-Ziele für Transport, Landwirtschaft und Gebäude**

Weiter flexibler Ansatz für Staaten

Die Umweltminister haben sich am 13. Oktober auf die Klimaziele für die Nicht-ETS-Sektoren für den Zeitraum 2021 – 2030 geeinigt. Anders als das Europaparlament haben sich die Regierungen gegen eine Verschärfung der Ziele ausgesprochen und den Kommissionsvorschlag in seinen Grundlinien beibehalten.

Die Umweltminister haben einstimmig beschlossen, die von der Europäischen Kommission vorgeschlagene Methode zur Berechnung der jährlichen Emissionsbudgets der einzelnen Mitgliedsstaaten in der sogenannten Lastenteilung-Verordnung ("effort sharing") beizubehalten. Die lineare Verlaufskurve für die Kalkulation der Jahresobergrenzen soll so im Jahr 2020 beginnen. Zur Berechnung der Ausgangsniveaus sollen laut Ratsbeschluss entsprechend des Kommissionsvorschlags die durchschnittlichen Emissionen in den Jahren 2016 bis 2018 genutzt werden.

Das Parlament fordert in [seiner Mitte Juni verabschiedeten Verhandlungsposition](#) einen früheren Startpunkt für die Verlaufskurve (2018). Zudem fordern die Parlamentarier die aktuell geltenden Zielwerte für das Jahr 2020 als Ausgangsniveau heranzuziehen, wenn diese unter den Durchschnittsemissionen der Jahre 2016 bis 2018 liegen. Beide Änderungen würden dazu führen, dass die Staaten stärkere Klimaschutzanstrengungen in den Sektoren Transport, Landwirtschaft, Gebäude und Abfälle unternehmen müssten.

Auch Deutschland schlug in einer Kompromissvorlage ein ähnliches System vor, konnte im Rat aber keine Mehrheit dafür finden. In den nun anstehenden Trilogverhandlungen mit dem Parlament wird diese Frage erneut aufgegriffen werden. Der deutsche Umweltstaatssekretär Jochen Flasbarth äußerte nach der Ratssitzung die Hoffnung, dass hierbei ein früherer Startpunkt doch noch beschlossen werde.

Die von der Kommission vorgeschlagenen Flexibilitäten für die Zielerreichung wurden vom Rat fast unverändert übernommen. Das Parlament trägt diese ebenfalls mit.

Eine spezielle Reserve ("Sicherheitsreserve") mit 115 Millionen Emissionszuweisungen soll zudem für ärmere Staaten geschaffen werden, die im Zeitraum 2013 - 2020 ihre Ziele übererfüllen und gleichzeitig Schwierigkeiten haben könnten, ihre 2030-Ziele zu erreichen. Einige Staaten wie Polen, Italien und Spanien hatten eine Ausweitung des Volumens der Reserve gefordert. Deutschland hat sich gemeinsam mit Großbritannien dagegen ausgesprochen und sogar eine Reduzierung gefordert, um die klimapolitische Ambition der Verordnung nicht zu schmälern. Die Sicherheitsreserve stünde ab dem Jahr 2032 zur Verfügung, insofern die EU ihr Emissionsreduktionsziel für 2030 erreicht hat. Sie könnte nur von berechtigten Mitgliedsstaaten genutzt werden, die alle anderen Flexibilitätsmechanismen bereits vollumfänglich genutzt haben.

Ein ähnlicher Mechanismus ("Reserve für frühzeitige Maßnahmen") wird auch vom Parlament unterstützt, wenn auch mit einem begrenzteren Volumen von 90 Millionen Emissionszuweisungen.

Auch hinsichtlich der Einbeziehung der Emissionen und des Abbaus von Treibhausgasen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft ("LULUCF") konnten die Umweltminister gegen die Stimmen von Kroatien und Polen eine Verhandlungsposition verabschieden. Der Kommissionsvorschlag wurde in seinen Grundzügen beibehalten. Die wichtigste Ergänzung ist ein Kompensationsmechanismus, der Ländern mit einer großen Waldwirtschaft wie Finnland mit insgesamt bis zu 360 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente die Zielerreichung erleichtert.

Dieser neue Flexibilitätsmechanismus darf aber nur genutzt werden, wenn zuvor alle anderen Flexibilitätsoptionen voll ausgeschöpft wurden. Zudem muss die EU insgesamt auch das Ziel erreichen, dass durch

die Waldbewirtschaftung und Landnutzung nicht mehr Emissionen erzeugt, als in Senken gespeichert werden ("No-Debit"-Regel). Ein Handel mit den Kompensationsmengen ist nicht gestattet. Finnland wurde darüber hinaus eine einmalige Sonderzuweisung von 10 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente zugestanden.

Umstritten waren auf Expertenebene auch die Referenzwerte für die Wälder. Diese sollen laut Ratsbeschluss nun auf Grundlage der historischen Werte zwischen 2000 und 2009 berechnet werden. Die Kommission hatte 1990 bis 2009 vorgeschlagen. Die Referenzwerte helfen bei der Feststellung, wieviel Emissionen Länder durch die Waldbewirtschaftung verursacht oder vermieden haben. Der Rat hat sich auch für eine stärkere Beteiligung mitgliedstaatlicher Experten an der Festlegung der Referenzwerte ausgesprochen.

Die erste informelle Verhandlung mit dem Parlament ist am 19. Oktober vorgesehen. Das ambitionierte Ziel der estnischen Ratspräsidentschaft ist es, bis Ende des Jahres zu einer Einigung zu kommen.

Hintergrund

Lastenteilung: Der Verordnungsvorschlag der Europäischen Kommission zur "Lastenteilung" wurde im Juli 2016 veröffentlicht. Er legt fest, wie hoch die Treibhausgasemissionen eines jeden Landes in den Sektoren Transport, Landwirtschaft, Gebäude und Abfälle in der Periode 2021 - 2030 sein dürfen. Die EU hat sich das Ziel gesetzt, diese bis 2030 um 30 % (gegenüber dem Stand von 2005) zu senken. Deutschland muss seine Emissionen in den Nicht-ETS Sektoren um 38 % senken.

"LULUCF": Der Verordnungsvorschlag über die Einbeziehung der Emissionen und des Abbaus von Treibhausgasen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF) in den Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 zielt darauf ab, LULUCF stärker in die europäische Klimapolitik einzubeziehen. Die Mitgliedsstaaten sollen vor allem sicherstellen, dass sich Emissionen und Senken (Absorption von Treibhausgasen durch Wälder und Grünflächen) zumindest die Waage halten ("No-Debit"-Regel). Hierzu werden neue Aufzeichnungs- und Verrechnungsmethoden festgelegt. Zudem können Mitgliedsstaaten durch LULUCF vermiedene Emissionen unter bestimmten Bedingungen zur Erreichung ihrer in der Lastenteilung-Verordnung festgelegten Zielen nutzen. (JSch)

■ Europäische Regulierungsbehörden beklagen Einschränkung des grenzüberschreitenden Stromhandels

Deutschland am Pranger

Die europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) und der Rat der europäischen Regulierer (CEER) beklagen in ihrem am 6. Oktober veröffentlichten [jährlichen Bericht zum Strombinnenmarkt](#), dass zu wenig Übertragungskapazitäten von den Übertragungsnetzbetreibern für den Stromhandel über die Grenzen von Gebotszonen hinweg zur Verfügung gestellt werden.

Nach Berechnungen von ACER und CEER wurde so im Jahr 2016 weniger als die Hälfte des eigentlich bestehenden Potenzials genutzt. Dies liegt ihrer Ansicht nach vor allem daran, dass viele Länder den grenzüberschreitenden Handel einschränken, um auf interne Netzengpässe zu reagieren. Auch die mangelnde Koordinierung zwischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) wird von ACER und CEER als Grund aufgeführt.

Explizit verweist der Bericht hierbei auf Deutschland. So wird angegeben, dass 77 % der in der gekoppelten Region "Zentralwesteuropa" (CWE) festgestellten Engpässe deutsche Höchstspannungsleitungen (auch grenzüberschreitend) betreffen. 62 % seien sogar auf ausschließlich innerhalb Deutschlands verlaufende Leitungen zurückzuführen. Auch die Monopolkommission hat in ihrem kürzlich veröffentlichten Sondergutachten zum Energiesektor bemängelt, dass es in den Jahren 2015 und 2016 keine Fortschritte bei der Integration des deutschen Marktes in den europäischen Binnenmarkt gegeben habe.

Die von den Netzbetreibern ergriffenen Maßnahmen zur Bereitstellung eines ausreichenden Niveaus an Kapazität für den grenzüberschreitenden Handel wie Redispatch und Countertrading sind im Jahr 2016 im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen.

ACER und CEER sehen diese Entwicklungen als ernste Bedrohungen für die Integration des europäischen Strombinnenmarkts. Um gegenzusteuern, fordern beide Organisation die Umsetzung der Acer-Empfehlung 02/2016. Diese verlangt von den ÜNB, in ihren Methodologien zur Berechnung der grenzüberschreitenden Kapazitäten eine Einschränkung des grenzüberschreitenden Handels nur in absoluten Ausnahmefällen vorzusehen, d. h. wenn alle anderen alternativen Maßnahmen zur Sicherstellung des sicheren Netzbetriebs nicht mehr genügen. Sollten Maßnahmen wie Redispatch und Countertrading nicht ausreichen, um genügend Kapazität für den Stromhandel sicherzustellen, empfiehlt ACER, dringend eine Neukonfiguration der Gebotszonen in Angriff zu nehmen. Den Mitgliedsstaaten wird geraten, ein verbindliches Ziel für

die Verfügbarkeit von bestehender und zukünftiger grenzüberschreitender Übertragungskapazität (für den Handel) festzulegen.

Kritisiert wird von ACER und CEER auch, dass viele europäische Länder bei der Bedarfsberechnung für nationale Kapazitätsmechanismen die verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten (Grenzkuppelstellen) nicht ausreichend oder gar nicht berücksichtigen. Deutschland wird vorgeworfen, diese zur Zeit gar nicht mit einzuberechnen.

DHK-Anmerkungen:

- Der DIHK teilt die Auffassung der Regulierungsbehörden hinsichtlich der notwendigen Stärkung des grenzüberschreitenden Handels. Hierzu kann Deutschland vor allem durch den schnelleren Ausbau seines Übertragungsnetzes beitragen. Die Politik sollte sich geschlossen hinter den Netzausbau stellen.
- Auch eine bessere Kooperation zwischen den ÜNB ist eine Lösung. Dies hat u. a. die [im Juni geschlossene Vereinbarung](#) zwischen Deutschland und Dänemark bewiesen, die eine sukzessiv ansteigende Mindesthandelskapazität zwischen beiden Ländern vorsieht. Im November soll diese 400 MW betragen und dann schrittweise auf 1000 MW im April 2019 angehoben werden. Deutschland und Dänemark gehen davon aus, dass die Vereinbarung zu Kosten von höchstens 40 Millionen Euro pro Jahr führt. Eine Vereinbarung zu den Übertragungskapazitäten wurde dieses Jahr zudem auch zwischen Deutschland und Österreich geschlossen. Daher folgt Deutschland bereits der Empfehlung der Regulierungsbehörden.
- Generell sollte der verstärkte Rückgriff auf Resipatch und Countertrading zur Steigerung der Übertragungskapazität für den grenzüberschreitenden Stromhandel unter dem Gesichtspunkt bewertet werden, ob dadurch für deutsche Unternehmen letztlich Mehrkosten entstehen. Deutsche Konsumenten sollten nicht für den von der Politik zu zögerlich vorangetriebenen Netzausbau zur Kasse gebeten werden. Prioritäres Ziel sollte stattdessen der beschleunigte Netzausbau sein, um Netzgenpässe abzubauen.
- Die Neukonfiguration von Gebotszonen darf ebenfalls nicht dazu führen, dass sich die Strompreise für deutsche Unternehmen weiter erhöhen. Die im EU-Winterpaket vorgesehene Übertragung der Entscheidungskompetenz auf die EU-Kommission lehnt der DIHK deshalb ab. (JSch)

■ **Strombinnenmarkt: Estland legt erste Kompromissvorschläge vor**

Vorläufige DIHK-Analyse

Die estnische Ratspräsidentschaft hat am 15. September erste Kompromissvorschläge für die Reform des EU-Strombinnenmarktes an die Regierungen der 28 Mitgliedsstaaten versandt.

Erklärtes Ziel der Ratspräsidentschaft ist es, beim Energierat am 18. Dezember 2017 eine Verhandlungsposition zu verabschieden. Im Frühjahr 2018 könnten dann die Verhandlungen mit dem Europäischen Parlament beginnen. Letzteres plant eine Abstimmung im Industrieausschuss am 12. Dezember. Ob dieser ambitionierte Zeitplan eingehalten werden kann, ist jedoch zweifelhaft.

Sie finden im Folgenden die vorläufige DIHK-Analyse der Kompromissvorschläge.

Strombinnenmarkt-Verordnung:

- Bilanzkreisverantwortung (Artikel 4)

EE- und KWK-Anlagen mit einer Leistung von 250 kW können von der Bilanzkreisverantwortung ausgenommen werden. Ab dem Jahr 2026 soll die Grenze auf 50 kW abgesenkt werden. Die Kommission schlug einen Grenzwert von 500 kW vor (und 250 kW ab 2026). Die Absenkung auf 250 kW trägt zum Abbau von Diskriminierung am Markt bei. Der DIHK sieht derzeit jedoch keine Notwendigkeit, den Wert ab 2026 auf 50 kW abzusenken. In Deutschland gilt aktuell ein Grenzwert von 100 kW, um kleine EE- und KWK-Anlagen nicht über Gebühr zu belasten.

Bestandsanlagen, die vor Inkrafttreten der Verordnung von der Bilanzkreisverantwortung ausgenommen sind, können laut des aktuellen Ratskompromisses weiterhin von diesem Privileg profitieren. Dies entspricht dem Kommissionsvorschlag und wird vom DIHK im Sinne des Bestandsschutzes unterstützt.

- Regelenergiemärkte (Artikel 5)

Die im Kommissionsvorschlag vorgesehene vortägliche Auktionierung von Regelenergie, deren Vorhaltezeit nicht länger als ein Tag sein darf, wird eingeschränkt. Mitgliedsstaaten erhalten das Recht, nur 75 % des benötigten Volumens am Vortag mit einer eintägigen Vorhaltezeit zu beschaffen. Der restliche Bedarf an Regelenergie darf mit einem einmonatigen Vorlauf beschafft werden. Die Vorhaltezeit kann hierbei bis zu einem Monat betragen. Auf Antrag des ÜNB darf die nationale Regulierungsbehörde den Anteil an kurzfristig zu beschaffender Regelenergie sogar von 75 % auf 60 % absenken.

Der DIHK spricht sich in seiner Stellungnahme für kurze Vorlauf- und Vorhaltezeiten aus und sieht den vorgeschlagenen Kompromiss der

Ratspräsidentschaft daher kritisch. Er steht einer aktiveren Einbindung der Nachfrageseite im Wege.

- Intraday und Dayahead-Märkte (Artikel 7)

Der Handel soll grundsätzlich auf beiden Märkten schon ab 2021 (Kommissionsvorschlag: 2025) auf Viertelstundenbasis stattfinden. Im Gegenzug dürfen Regulierungsbehörden zwischen 2021 und 2025 in Einklang mit dem Netzwirkkodize „Balancing“ eine Abweichung von dieser Regel genehmigen. Der DIHK unterstützt die frühere Einführung des Handels auf Viertelstundenbasis.

- Terminmärkte (Artikel 8)

Die Verpflichtung für ÜNB, langfristige Übertragungsrechte gebotszonenübergreifend zu vergeben, findet keine Anwendung, wenn eine Bewertung der Terminmärkte durch die Regulierungsbehörden zu dem Schluss kommt, dass ausreichende Hedging-Möglichkeiten in den betroffenen Gebotszonen gegeben sind.

- Einspeisevorrang für erneuerbare Energien und KwK (Art. 11)

Den Mitgliedsstaaten wird gestattet, für kleine EE- und hocheffiziente KWK-Anlagen den Einspeisevorrang aufrechtzuerhalten (eine Verpflichtung hierzu würde entsprechend der aktuellen Formulierung nicht bestehen). Diese Ausnahmeregel soll jedoch nur für Anlagen mit einer Leistung von weniger als 250 kW gelten. Ab 2026 soll der Schwellenwert sogar auf 50 kW gesenkt werden. In Ländern, in denen Anlagen mit Einspeisevorrang mehr als 15 % der jährlichen Stromproduktion ausmachen, dürfen Mitgliedsstaaten den Einspeisevorrang abschaffen. Dieses Recht soll auf Anlagen beschränkt werden, die nach dem 31. Dezember des zweiten Jahres nach Erreichen der 15 %-Schwelle in Betrieb gehen.

Dieser Vorschlag könnte im Widerspruch zur ebenfalls in den Kompromiss aufgenommenen Regelung stehen, dass Bestandsanlagen, die vor Inkrafttreten der neuen Verordnung vom Einspeisevorrang profitieren, dieses Privileg weiterhin genießen.

Der Kommissionsvorschlag sieht ursprünglich vor, dass EE- und hocheffiziente KWK-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 500 kW von den ÜNB in der Einsatzplanung verpflichtend vorrangig berücksichtigt werden. Ab 2026 soll dieser Wert dann auf 250 kW abgesenkt werden.

Der DIHK fordert die sukzessive Integration der EE in den Markt. Von einer retroaktiven Abschaffung des Einspeisevorrangs für Bestandsanlagen sollte dennoch abgesehen werden. Die Fortführung von Ausnahmeregelungen für Kleinanlagen (EE und hocheffiziente KWK) sollte den Mitgliedsstaaten weiter möglich sein.

- Nicht marktbasierende Einschränkungen (Art. 12)

Der Kompromissvorschlag der estnischen Ratspräsidentschaft sieht weiter vor, dass auch konventionelle Kraftwerke bei nicht marktbasier-ten Einschränkungen finanziell entschädigt werden. Die Entschädi-gungszahlungen sollen sogar die kompletten verlorenen Nettoeinnah-men der betroffenen Anlage kompensieren (Kommission: 90 %).

Der DIHK fordert, dass Mitgliedsstaaten weiterhin gestattet wird, Ent-schädigungen nur beim nicht marktbasieren Einspeisemanagement von EE-Anlagen vorzusehen.

– Gebotszonenzuschnitt (Art. 13)

Der Kommission würde weiterhin die Ermächtigung erteilt, über den Zuschnitt von Gebotszonen zu entscheiden. Der DIHK unterstützt die aktuell geltende Regelung, dass sich die nationalen Behörden einver-nehmlich einigen und die Kommission lediglich eine Vermittlerrolle einnimmt.

– Netzentgelte (Art. 16)

Acer wird nicht mehr ermächtigt, Empfehlungen zur Harmonisierung der Verteilernetzentgeltstruktur zu verabschieden. Stattdessen sieht der Kompromissvorschlag die Vorlage eines „best practice“-Berichts vor.

Der DIHK spricht sich in seiner Stellungnahme gegen Acer-Empfehlun-gen aus und unterstützt daher den Kompromissvorschlag.

– Kapazitätsmärkte (Art. 18 - 24)

Das 550g/kWh-Kriterium findet weiter Anwendung, wobei für Be-standsanlagen die Frist von 5 auf 7 Jahre nach Inkrafttreten der Ver-ordnung verlängert wird. Ausgeschlossen werden jedoch Anlagen, die nur eine bestimmte Anzahl von Stunden im Jahr Strom produzieren. Dies ist bei Kraftwerken der Fall, die wie in Deutschland in eine strate-gische Reserve überführt und vom Strommarkt ausgeschlossen werden. Der DIHK spricht sich für die Streichung des Emissionslimits aus.

Der Ratskompromiss sieht auch vor, dass ausländische Kapazitäten von der Teilnahme an Kapazitätsmechanismen ausgeschlossen werden dür-fen, insofern sie bereits an einem anderen Kapazitätsmechanismus teil-nehmen. Der DIHK sieht diesen Vorschlag kritisch, da eine gemeinsame Nutzung von Kapazitäten in verschiedenen Mechanismen aus Effizienz-gründen grundsätzlich möglich sein sollte, solange die Anlagen die je-weiligen nationalen Präqualifikationskriterien erfüllen.

Zudem wird festgelegt, dass die Mechanismen marktbasierend, technolo-gieneutral und zeitlich begrenzt sein müssen.

Die Anpassung bestehender Mechanismen an die in der Verordnung festgelegten Kriterien würde erst sieben Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung verlangt. Konkret würde dies beispielsweise dazu führen,

dass die Anforderung der grenzüberschreitenden Öffnung und Technologieoffenheit in betroffenen Ländern erst später erfüllt wird.

Der DIHK sieht diese Entwicklung kritisch und spricht sich für eine schnelle Umsetzung gemeinsamer Design-Kriterien für Kapazitätsmechanismen aus, um die in einer engeren europäischen Kooperation liegenden Effizienzpotenziale schnell auszuschöpfen.

Prioritär sollten jedoch durch EU-Regulierung von den Staaten gefordert werden, Kapazitätsmechanismen nur als „ultima ratio“ einzuführen und stattdessen Reformen zur Stärkung des energy only Marktes umzusetzen. Hierzu tragen die vom Berichterstatter des Industrieausschusses des EP vorgeschlagenen Änderungen an der Strombinnenmarkt-Verordnung bei, die der DIHK unterstützt.

- Regionale Betriebszentren (Art. 32 - 44)

Die Einführung regionaler Betriebszentren ist nicht mehr vorgesehen. An ihre Stelle treten die sogenannten regionalen Sicherheitskoordinatoren, deren Schaffung auch bereits in der Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement festgeschrieben ist. Es wird zudem präzisiert, dass ausschließlich die Übertragungsnetzbetreiber für den Netzbetrieb zuständig bleiben. Die Sicherheitskoordinatoren beschränken ihre Tätigkeit auf Aufgaben regionaler Relevanz, die bereits in den Netzwirkkodizes angelegt sind. Zusätzliche Kompetenzübertragungen sollen laut estnischer Ratspräsidentschaft in den weiteren Verhandlungen diskutiert werden. Für VNB verbindliche Entscheidungen sollen die Sicherheitskoordinatoren nicht fällen.

Der DIHK befürwortet die von der Ratspräsidentschaft vorgelegten Änderungsvorschläge.

- Europäische Organisation der Verteilernetzbetreiber (Art. 49 - 52)

Sollte sich bei der Entscheidungsfindung der Verteilernetzbetreiber innerhalb der neu zu schaffenden europäischen Organisation kein Konsens herausbilden, ist eine Entscheidung mit qualifizierter Mehrheit vorgesehen.

Wie die Kommission vorschlägt, sieht auch der Kompromiss der Ratspräsidentschaft weiter vor, dass Verteilernetzbetreiber, die Teil eines integrierten Unternehmens sind, nicht an der neuen Organisation beteiligt werden.

Der DIHK fordert, die Beteiligung von kleinen und industriellen Verteilernetzbetreibern sicherzustellen. Zudem sollten die Aufgaben der neuen Organisation präziser festgelegt werden.

- Netzwirkkodizes (Art. 55)

Der Kompromissvorschlag der estnischen Ratspräsidentschaft enthält noch weitreichende Kompetenzübertragungen an die Kommission zur Verabschiedung von Netzerkodizes.

Positiv ist nach Ansicht des DIHK, dass der Absatz zur Kapazitätsvergabe und zum Engpassmanagement nicht mehr explizit auf Regeln zur Abschaltung und zum Redispatch von Produktion und Nachfrage verweist.

Der DIHK fordert weiter, die Kompetenzübertragungen auf Bereiche zu begrenzen, die eine hohe Relevanz für den europäischen Stromverbund und die Versorgungssicherheit haben. Ein Netzerkodex zur Struktur der Verteilernetzentgelte ist aufgrund mangelnder grenzüberschreitender Relevanz und sehr unterschiedlichen nationalen Gegebenheiten nicht zielführend.

Der Mehrwert von Regeln zur Nachfrageflexibilität (darunter Aggregatoren, Speicher und Abschaltung von Nachfragern) bleibt ebenfalls zweifelhaft. Restriktive europäische Vorgaben bergen sogar das Risiko, die bessere Einbindung der Nachfrage in den Strommarkt zu bremsen.

Strombinnenmarkt-Richtlinie:

- Definitionen (Art. 2)

Die Definition von aktiven Kunden wird restriktiver formuliert. Unter anderem wird präzisiert, dass es sich um Endkunden handelt, die Strom „auf ihrem Gelände“ (Englisch: on site) verbrauchen, speichern oder beispielsweise über Aggregatoren weiterverkaufen.

Der DIHK plädiert dafür, auch in der Nähe von Betriebsgeländen produzierten Strom miteinzubeziehen („on site or nearby“).

- Regulierte Preise (Art. 5)

Die Frist zur Abschaffung regulierter Preise wird von fünf auf zehn Jahre verlängert. Die Mitgliedsstaaten sollen sicherstellen, dass Verbraucher, die von diesen Preisen profitieren, von dynamischen Stromtarifen und intelligenten Stromzählern profitieren.

Der DIHK befürwortet die freie Preisbildung am Markt und sieht die vorgeschlagene Fristverlängerung daher kritisch.

- Anspruch auf Verträge mit dynamischen Preisen (Art. 11)

Der estnische Kompromissvorschlag sieht keine Angebotspflicht mehr vor. Stattdessen sollen die Mitgliedsstaaten sicherstellen, dass der regulatorische Rahmen die Einführung von Verträgen mit dynamischen Preisen ermöglicht.

Dies entspricht der Forderung des DIHK.

- Wechsel des Anbieters (Art. 12)

Die Verpflichtung für die Mitgliedsstaaten, sicherzustellen, dass bei einem Anbieterwechsel keine Gebühren anfallen, wird auf Haushaltskunden und Kleinst- und kleine Unternehmen beschränkt.

Der DIHK spricht sich dafür aus, dass diese Regel, wie von der Europäischen Kommission vorgeschlagen, auf alle Endkunden Anwendung findet.

– Verträge mit Aggregatoren (Art. 13)

Das Recht zum Abschluss eines Vertrages ohne die Zustimmung des Energieversorgers wird auf „unabhängige“ Aggregatoren beschränkt. Letztere dürfen nicht Teil eines Energieversorgers sein.

Nach Auffassung des DIHK könnte dieser Vorschlag den Wettbewerb zwischen den Aggregatoren einschränken und sollte daher noch einmal überdacht werden.

– Aktive Kunden (Art. 15)

Die Stärkung der Rechte von Endkunden, die Strom selbst erzeugen, speichern und verkaufen, beschränkt sich weiterhin auf „selbst erzeugten Strom“.

Der DIHK empfiehlt, diese Beschränkung aufzuheben und somit darüber hinausgehende direkte Lieferverträge zwischen aktiven Kunden und anderen Endkunden zu ermöglichen.

– Demande Response (Art. 17)

Die Verpflichtung für die Mitgliedsstaaten sicherzustellen, dass ÜNB und VNB die Anbieter von Nachfrageflexibilität bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen nicht benachteiligen, wird auf Aggregatoren beschränkt („those engaging in aggregation“). Im Kommissionsvorschlag wird noch allgemeiner auf Anbieter von Nachfrageflexibilität verwiesen („demande response providers“). Der DIHK sieht diese Einschränkung kritisch, da sie faktisch einer Verpflichtung zur Nutzung von Aggregatoren für das Angebot von Regelleistung gleichkäme.

Der estnische Vorschlag sieht darüber hinaus vor, dass Aggregatoren Bilanzkreisverantwortung übernehmen. Mitgliedsstaaten dürfen auch Kompensationszahlungen vorsehen, wenn anderen Marktteilnehmern durch den Abruf von Ausgleichsenergiemengen Kosten entstehen, die auf die Tätigkeit von Aggregatoren zurückzuführen sind. Der Kommissionsvorschlag ließ solche nur in Ausnahmefällen zu.

– Intelligente Verbrauchsmesssysteme (Art. 19)

Der Kompromissvorschlag sieht vor, dass die neuen Regeln zu Smart Metern auf Zähler Anwendung finden, die in Zukunft installiert werden oder alte Zähler ersetzen. Zähler, die bereits installiert sind oder deren

Rollout im Sinne der Kommunikation 2014/C/200/011.3.19(44) begonnen hat, dürfen über die wirtschaftliche Lebensdauer hinweg weiterbetrieben werden.

In Artikel 21 (Recht auf Smart Meter) wird präzisiert, dass die Endkunden, die die Installation eines Smart Meter verlangen, die Kosten zu tragen haben.

– Datenformat für Smart Meter (Art. 24)

Es ist nicht mehr vorgesehen, dass die Kommission über einen Durchführungsakt ein gemeinsames europäisches Datenformat definiert. Die Kommission wird lediglich verpflichtet, „Interoperabilitätsprinzipien“ für ein gemeinsames europäisches Datenformat festzulegen. Diese müssen auf existierenden nationalen Ansätzen und bereits verabschiedeten Formaten und Verfahren basieren.

Diesen Kompromissvorschlag bewertet der DIHK positiv, da so auf bereits festgelegte nationale Formate besser Rücksicht genommen werden kann.

– Flexibilitätsnutzung durch Verteilernetzbetreiber (Art. 32)

Die Erstellung von Netzentwicklungsplänen ist weiterhin alle 2 Jahre vorgesehen. Dem DIHK erscheint dies zu häufig. Es könnte nach Netzebene differenziert werden. Auch sollten nicht nur kleinere Netze ausgenommen werden, sondern auch geschlossene Verteilernetze.

– Integration der Elektromobilität in das Stromnetz (Art. 33)

Der Kompromissvorschlag legt fest, dass Mitgliedsstaaten es VNB erlauben können, die Investitionskosten zurückerstattet zu bekommen, wenn sie nach einer Ausschreibung Elektroladesäulen nicht mehr weiterbetreiben dürfen.

Der DIHK empfiehlt, den Artikel mit neuen Regeln zur Integration der Elektromobilität in das Stromnetz ersatzlos zu streichen.

– Errichtung und Betrieb von Speichern (Art. 36)

Die engen Vorgaben, unter denen Verteilernetzbetreiber Speicher besitzen und betreiben dürfen, werden noch einmal leicht verschärft. So soll das geforderte Ausschreibungsverfahren vor seiner Durchführung durch die Regulierungsbehörde bewertet werden.

Der DIHK unterstützt die hiermit angestrebte Entflechtung der Netze von anderen Wertschöpfungsketten, um einen diskriminierungsfreien Zugang aller Marktteilnehmer sicherzustellen.

– Geschlossene Verteilernetze (Art. 38)

Der estnische Kompromissvorschlag legt in Artikel 38 Absatz 5 weiter fest, dass geschlossene Verteilernetze bei der Auslegung der Richtlinie wie Verteilernetze betrachtet werden.

Der DIHK empfiehlt, diesen Absatz zu streichen. Geschlossene Verteilernetze sind in erster Linie Netznutzer im Verhältnis zu anderen Verteilernetzen.

- Übertragungsnetzbetreiber als Eigentümer von Speicheranlagen und Bereitsteller von Hilfsdiensten (Art. 54)

Die engen Vorgaben, unter denen Übertragungsnetzbetreiber Speicher besitzen und betreiben dürfen, werden noch einmal leicht verschärft. So soll das geforderte Ausschreibungsverfahren vor seiner Durchführung durch die Regulierungsbehörde bewertet werden.

Sollte die mindestens alle fünf Jahre zu organisierende öffentliche Konsultation zu dem Ergebnis führen, dass andere Marktteilnehmer als ÜNB fähig sind, Speicher kosteneffizient zu betreiben, müssen die Regulierungsbehörden die Beendigung der ÜNB-Tätigkeit in diesem Bereich innerhalb von 12 Monaten sicherstellen. Diese Regelung ist im Kommissionsvorschlag nur in Bezug auf Verteilernetzbetreiber vorgesehen.

Der DIHK unterstützt die angestrebte Entflechtung der Netze von anderen Wertschöpfungsketten, um einen diskriminierungsfreien Zugang aller Marktteilnehmer sicherzustellen. (JSch, Bo, FI)

■ **Konsultation zu Szenarien für den nächsten zehnjährigen EU-Netzentwicklungsplan eröffnet**

Konsultation bis zum 11. November

Die beiden Europäischen Netzwerke der Übertragungsnetzbetreiber Strom ([ENTSO-E](#)) und für Gas ([ENTSOG](#)) haben zum ersten Mal einen [gemeinsamen Entwurf](#) für Szenarien zur Entwicklung des europäischen Energiesystems erarbeitet. Dieser dient als Grundlage für die Erarbeitung des nächsten zehnjährigen Netzentwicklungsplans 2018 (TYNDP).

Bis zum 11. November können sich interessierte Akteure wie Unternehmen, Wissenschaftler und Nichtregierungsorganisationen (NROs) an der Konsultation beteiligen und ihre Kommentare zum Entwurf über dieses [online-Formular](#) einreichen.

Der TYNDP enthält drei umfassende Szenarien, wie auf unterschiedlichen Wegen bis 2040 ein emissionsarmes Energiesystem für Europa erreicht werden kann.

- **Szenario 1** ("sustainable transition") setzt vornehmlich auf die Verdrängung von Stein- und Braunkohle durch Gas in der Stromproduktion. Auch im Schwerlasttransport und Schiffsverkehr werden Ölanwendungen durch Gas ersetzt. Die Elektrifizierung des Wärme- und Transportbereichs schreitet langsamer voran als in

den beiden anderen Szenarien. Treiber dieser Entwicklungen sind nationale Regulierungen, Emissionshandel und Beihilfen. Die Erreichung der CO₂-Ziele für 2050 wird durch rasante technologische Entwicklungen in den 2040er Jahren sichergestellt.

- **Szenario 2** ("distributed generation") sieht eine dezentrale Entwicklung des Energiesystems voraus, in dem die Endverbraucher eine zentrale Rolle spielen. Intelligente Technologien und bivalente Anwendungen wie Hybrid-Wärmepumpen erlauben es den Verbrauchern, den Energieträger je nach Marktsituation zu wechseln. Die Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen, verbunden mit Photovoltaik und Speichern in Gebäuden, ist bei diesem Szenario am höchsten. Die Nachfrageflexibilität ist durch die beschriebenen Entwicklungen hoch.
- **Szenario 3** ("global climate action") setzt auf globale Anstrengungen zur Eindämmung des Klimawandels. Ein effizientes europäisches Emissionshandelssystem (ETS) stellt sicher, dass der Stromsektor zur Dekarbonisierung beiträgt. Erneuerbare Energien werden dort zugebaut, wo die Ressourcen an Wind und Sonne am üppigsten sind. Biomethan wird ebenfalls als nicht volatile EE-Quelle verstärkt genutzt. Auf die Nutzung von Schiefergas wird aus Klimaschutzgründen verzichtet.

Bis zum 30. November können zudem Übertragungs- und Speicherprojekte für die Aufnahme in den nächsten zehnjährigen Netzentwicklungsplan von ENTSO-E [vorgeschlagen werden](#). Im Anschluss wird ENTSO-E alle Projekte überprüfen und im dritten Quartal 2018 einen Entwurf zur öffentlichen Anhörung vorlegen. Nach Abschluss dieser öffentlichen Konsultation werden die ENTSOs Ende 2018 die endgültige Fassung des Netzentwicklungsplans für Strom und im Frühjahr 2019 den Netzentwicklungsplan für Gas veröffentlichen.

Nur Projekte, die im Netzentwicklungsplan aufgeführt sind, können sich um die Aufnahme auf die Liste von Vorhaben von gemeinsamem Interesse bewerben (sogenannte "PCI"-Liste). Letztere profitieren von besonderen Regeln, die ihre Realisierung beschleunigen soll. Zudem können sie sich um eine EU-Kofinanzierung aus dem Fördertopf „Connecting Europe Facility“ (CEF) bewerben. (JSch)

■ Neue Gasversorgungssicherheitsverordnung tritt am 1. Dezember in Kraft

Neue Regeln für regionale Solidarität

Die reformierte Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung wurde am 28. Oktober im Amtsblatt der EU veröffentlicht und tritt 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.

Die Verordnung kann [hier](#) abgerufen werden. (JSch)

■ Richtlinie über die Behandlung des kommunalen Abwassers wird evaluiert

Moderner Wasserschutz nicht ausreichend berücksichtigt

Die EU-Kommission möchte die [Richtlinie](#) über die Behandlung von kommunalem Abwasser 91/271/EWG (UWWTD) evaluieren, da sie veraltet ist und weitere EU-Richtlinien zum Wasserschutz nicht genügend berücksichtigt. Dazu hat sie jetzt einen [Fahrplan](#) veröffentlicht. Hauptziel der Richtlinie ist der Schutz der Umwelt vor den Auswirkungen von Abwässern aus städtischen Gebieten und bestimmten Industriezweigen. Dies passiert durch die Festlegung von Anforderungen für die Sammlung und Behandlung von kommunalem Abwasser. Laut EU-Kommission zeigen die neuesten Zahlen, dass 95 Prozent des kommunalen Abwassers in der EU gesammelt werden und über 85 Prozent gemäß den Anforderungen der Richtlinie behandelt werden.

Die UWWTD-Richtlinie wurde im Jahr 1991 veröffentlicht und bisher nur im Jahr 2012 - wenn auch nicht im Detail - durch den [Fitness-Checks der EU-Süßwasserpolitik](#) bewertet. Seit dem Inkrafttreten der UWWTD-Richtlinie hat sich der rechtliche Rahmen der Wasserpolitik allerdings verändert: Neue und zusammenhängende Wasserrichtlinien, insbesondere die Wasserrahmenrichtlinie 2000/60/EG (WRRL) und die Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie 2008/56/EG sind in Kraft getreten. Maßnahmen im Rahmen dieser Richtlinie sind für die Verwirklichung der Ziele der WRRL unerlässlich und werden als "grundlegende Maßnahmen" in die WRRL-Maßnahmenprogramme aufgenommen. Daher wird die Bewertung der UWWTD eng mit der geplanten Eignungsprüfung zur Bewertung der Leistung der WRRL und der Hochwasserrichtlinie 2007/60/EG abgestimmt. Der DIHK will sich in den Prozess einbringen. (LM)

■ EU-Kommission will europäische Wasserrahmenrichtlinie evaluieren

DIHK will Position einbringen

Die EU-Kommission hat einen neuen [Fahrplan](#) zur Evaluation der europäischen Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) vorgelegt. Dieser soll bis zum 3. Quartal 2019 abgeschlossen werden und ggf. in eine Revision der WRRL münden. Der DIHK plant, der Kommission erste Schwerpunkte zur Revision zu nennen.

Die europäische [Wasserrahmenrichtlinie](#) sowie ihre Tochterrichtlinien (Grundwasserrichtlinie (2006/118 / EG) und Umweltqualitätsnormen (2008/105 / EG) sollen bis zum Jahr 2019 überprüft und ggf. geändert werden. Dazu hat die EU-Kommission nun den Fahrplan für einen Fitness-Check veröffentlicht. Kern der Evaluation sollen umfangreiche Konsultationen mit relevanten Stakeholdern sein, die eine Online-Konsultation im 1. Halbjahr 2018 einschließen.

Der DIHK hat die Möglichkeit, innerhalb einer vierwöchigen Frist ein kurzes Feedback zur Roadmap abzugeben. Zur Konsultation im ersten Halbjahr 2018 plant der DIHK, detailliertere Positionen der Wirtschaft einzubringen. Da der Fahrplan sehr allgemein gehalten ist, möchte der DIHK die EU-Kommission im ersten Feedback auf folgende Schwerpunkte hinweisen: Die Zielerreichung der Bewirtschaftung, Maßnahmen der Bewirtschaftungsplanung, Rechtsunsicherheiten in vielen Fragen der Gewässerbenutzung, das Kostendeckungsprinzip wie beispielsweise uneinheitliche und nicht verursachergerechte Wasserentnahmetgelte in Deutschland sowie die Einhaltung vieler Umweltqualitätsnormen. (LM)

■ Nachhaltiger Einsatz von Pestiziden

Bislang erzielte Verbesserungen reichen nicht aus

Die Richtlinie zum nachhaltigen Pestizideinsatz hat nach einem [Bericht der EU-Kommission](#) das Potenzial, die Risiken deutlich zu reduzieren. Jedoch reichen die bislang erfolgten Verbesserungen nicht aus, um die verfolgten Ziele zu erreichen. Der Grund hierfür sei die lückenhafte Umsetzung der Richtlinie in den Mitgliedstaaten.

Nach dem Bericht ist das Spritzen oder Sprühen mit Luftfahrzeugen in allen EU-Ländern verboten. Ausnahmen werden nur unter strengen Auflagen genehmigt. In öffentlichen Parks, auf Sportplätzen, in Krankenhäusern und Schulen ist der Einsatz von Pestiziden verboten oder auf ein Minimum reduziert. Den Schutz der aquatischen Umwelt (Gewässer) oder bestimmter Bereiche, wie öffentliche Parks, zu bewerten, ist dagegen schwierig, da in den meisten nationalen Aktionsplänen (NAP) messbare Ziele fehlen.

Das Konzept der [Integrierten Schädlingsbekämpfung](#) wird von den Mitgliedstaaten nach wie vor zu wenig genutzt. Und dies trotz der Tatsache, dass die Anzahl der in der EU zugelassenen Pestizidwirkstoffe mit geringem Risiko oder nichtchemischen Methoden sich seit 2009 verdoppelt hat. Es findet keine systematische Prüfung der Einhaltung auf Ebene des einzelnen Anbaubetriebes durch die Mitgliedstaaten statt. In allen EU-Ländern wurden Schulungs- und Zertifizierungssysteme für Fachkräfte eingerichtet und bis jetzt wurden fast vier Millionen Landwirte im sicheren Einsatz von Pestiziden geschult. Darüber hinaus wurden 900 000 Spritz- und Sprühgeräte auf genaue und sichere Anwendung überprüft.

Die Kommission legt den Mitgliedstaaten nahe, bei der Überarbeitung ihrer nationalen Aktionspläne die Qualität zu verbessern. Hierfür ist eine langfristige Strategie zur Verringerung der Risiken und Auswirkungen des Pestizideinsatzes notwendig. Laut Kommission habe man sich in Deutschland konkrete Ziele zur Minderung von Risiken durch Pestizide gesetzt. Dazu gehöre die Vorgabe, nur noch in Ausnahmefällen zu erlauben, dass Pestizide aus der Luft versprüht werden.

Weitere Links: [Leitfaden zum Monitoring und zur Erfassung der Auswirkungen des Pestizideinsatzes](#) (LM)

Deutschland

Reststrombudget je Kraftwerk

■ Sachverständigenrat für Umweltfragen will Kohleausstieg bis 2037

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) spricht sich zur Einhaltung des Klimaabkommens von Paris dafür aus, die Kohleverstromung bis in zwanzig Jahren zu beenden. Er schlägt vor, dass Kohlekraftwerke ein individuelles Emissionsbudget zugeteilt bekommen – analog zum Ausstiegsbeschluss aus der Kernenergie zu Beginn der 2000er Jahre. Insgesamt sollen die Kraftwerke nicht mehr als 2.000 Megatonnen CO₂ ausstoßen.

Der Ausstieg soll in drei Phasen erfolgen:

1. Bis 2020 sollen die emissionsintensivsten Kraftwerke vom Netz gehen. Dadurch soll das Ziel der Bundesregierung von -40 Prozent CO₂-Ausstoß eingehalten werden.
2. Auf dieser Basis sollen modernere Anlagen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und zur Erhaltung von Arbeitsplätzen bis etwa 2030 mit verminderter Auslastung weiterlaufen.

3. In den 2030er- Jahren sollen diese Kraftwerke schrittweise stillgelegt werden. Einzelne Reviere sollen zeitgleich stillgelegt werden.

Parallel soll eine Kohlekommission eingesetzt werden, die anders als die von der Bundesregierung geplante Strukturkommission nicht über das Ob, sondern über das Wie entscheiden soll.

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen ist ein wissenschaftliches Beratungsgremium der Bundesregierung. Er begutachtet die Umweltsituation in Deutschland und berät die Bundesregierung hinsichtlich ihrer zukünftigen Umweltpolitik. (Bo)

■ **Schneller Kohleausstieg verfassungsrechtlich möglich?**

BBH legt Gutachten vor

Im Zuge der Sondierungen um ein Jamaika-Bündnis kommt das Thema Kohleausstieg wieder auf die Tagesordnung. Eine Studie der Kanzlei Becker Büttner Held (BBH) im Auftrag der Denkfabrik Agora Energiewende kommt zum Schluss: Ein schneller Kohleausstieg ist verfassungsrechtlich möglich, wenn bestimmte Sonderfälle mitbedacht werden. Deutliche Kritik an dieser Meinung kommt vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW).

Was sagt das Gutachten?

- Ein Ausstieg aus der Kohle per Gesetz kann verfassungsrechtlich sauber auch ohne Konsens mit den Betreibern erfolgen, wenn sich der Gesetzgeber am Atomausstiegsgesetz orientiert. Dies ergebe sich aus dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum Atomausstieg im vergangenen Jahr.
- Kohlekraftwerke, die älter als 25 Jahre sind, können ohne Entschädigung per Gesetz stillgelegt werden. Dies sei zwar ein Eingriff in Artikel 14 Grundgesetz (Eigentumsgarantie). Gleichwohl überwiege bei einer Abwägung das Allgemeinwohl vor der Eigentumsgarantie, wenn die Kraftwerke abgeschrieben sind. Dies sei nach 25 Betriebsjahren der Fall.
- Allerdings haben die Betreiber einen Anspruch auf eine Übergangsfrist bis zur Stilllegung. In der Regel genüge ein Jahr, wenn die Kraftwerke bereits abgeschrieben sind. Nur in wenigen Fällen, wie bei lang laufenden Lieferverträgen, sind längere Fristen oder Entschädigungszahlungen nötig. So könnten bereits 2019 erste Kraftwerke über ein Kohleausstiegsgesetz abgeschaltet werden.
- Bei Braunkohlekraftwerken muss der Gesetzgeber die Auswirkungen auf die Tagebaue berücksichtigen, die ebenfalls eigentums-

rechtlich geschützt sind. Führt eine Kraftwerksstilllegung zur Stilllegung des Tagebaus sind entweder Entschädigungszahlungen oder längere Übergangsfristen notwendig.

Was sagt der BDEW?

Der BDEW kritisiert insbesondere, dass das Gutachten mit durchschnittlichen Herleitungen der Amortisationszeit der Kraftwerke arbeitet. Wenn der Betrieb der Anlagen gegen den Willen der Anlagenbetreiber beendet werden soll, muss jede Anlage für sich betrachtet werden. Der Verband unterstreicht zudem, dass auch Investitionen zur Ertüchtigung eines Kraftwerks laut Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum Atomausstieg schützenswert sind. Auch den einjährigen Übergangszeitraum bis zur Stilllegung sieht der BDEW als zu kurz an. Dazu mahnt er an, einen Ausstieg nur im Konsens zu beschließen.

Die Studie von BBH finden Sie [hier](#), die Äußerung des BDEW dazu [hier](#). (Bo, FI)

■ Anteil Industriestrom gestiegen

Chemiebranche größter industrieller Stromerzeuger

Die Industrie hat 2016 mehr Strom erzeugt als im Vorjahr: Von 50 TWh kletterte der Wert auf 54 TWh, wie das Statistische Bundesamt mitteilte. Industriekraftwerke kommen damit auf einen Anteil an der Stromversorgung in Deutschland von 11,2 Prozent. Wie das Amt weiter mitteilte, ist der Anteil seit 2006 um 2,6 Prozentpunkte gestiegen.

Die 54 TWh werden aber nicht vollständig von den Betrieben selbst verbraucht. Vielmehr wird in der Statistik nicht unterschieden nach Selbstverbrauch, Drittlieferung oder Abgabe an das öffentliche Netz. Ein wachsender Anteil des Industriestroms an der Gesamtversorgung muss also nicht heißen, dass Eigenerzeugung in den letzten Jahren zugelegt hat. Bei den Branchen hat die Chemie mit 31 Prozent gefolgt von der Metallbranche (20 Prozent) den größten Anteil. Bei den Technologien dominiert Gas mit 68 Prozent vor Kohle (11 Prozent) und Biomasse (8 Prozent).

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

■ Bundesnetzagentur klärt Aggregatorenrolle bei Regelenergie

Pooling wird erleichtert

Bisher war das Pooling von Regelenergieangeboten durch sog. Aggregatoren in der Praxis eingeschränkt, da es keine Definition der Rechte und Pflichten bei Marktkommunikation und Datenaustausch zwischen Anlagenbetreiber, Lieferant und Aggregator gab. Um diesen Zustand zu beenden, hat die Bundesnetzagentur nun die Aggregatorenrolle geklärt. Nun wird es für große Stromverbraucher leichter, am Regelenergiemarkt teilzunehmen.

Die Bundesnetzagentur sieht keine Notwendigkeit darin, Lieferanten und Aggregator zu einem Vertrag zu zwingen. Vielmehr genügt es, wenn der Aggregator dem Lieferanten sechs Wochen vor der ersten potenziellen Erbringung mitteilt, dass er einen Vertrag mit einem Anlagenbetreiber geschlossen hat. Eine Preisregulierung für die Dienstleistung der Aggregatoren gibt es nicht. Die Behörde vertraut darauf, dass der Markt "angemessene Preise" bilden wird.

Den Beschluss der BNetzA finden Sie [hier](#). (Bo, FI, MBe)

■ dena: Elektrifizierung bedeutet starken Anstieg der Jahreshöchstlast

Strombedarf soll um ein Drittel steigen

Eine starke Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr bedeutet nach Untersuchungen der Deutschen Energieagentur (dena) fast eine Verdoppelung der gesicherten Leistung, um die Jahreshöchstlast decken zu können. Sie soll von derzeit gut 80 GW auf bis zu 150 steigen. Das geht aus dem Zwischenfazit der "Leitstudie integrierte Energiewende" hervor. Der Strombedarf soll auf 923 TWh und damit um mehr als ein Drittel steigen.

Weitere Erkenntnisse aus dem Zwischenfazit:

- Bei der Erreichung der Klimaschutzziele und der Verminderung der CO₂-Emissionen auf einen breiten Technologiemark zu setzen, ist volkswirtschaftlich vernünftiger. Die Verengung auf einen hohen Grad von Elektrifizierung ist demnach deutlich teurer.
- Im Klimaschutzplan 2050 hat die Bundesregierung vorgegeben, bis ins Jahr 2050 die THG-Emissionen Deutschlands im Vergleich zu 1990 um 80 bis 95 Prozent zu reduzieren. Würde die Entwicklung der letzten Jahre lediglich fortgesetzt, würde dieses Ziel mit 61 Prozent deutlich verfehlt – es sind also anspruchsvolle Mehranstrengungen in allen Sektoren und Branchen nötig. In diesem Fall hält die dena die Erreichung des vorgegebenen Zielkorridors

für möglich. Die Marke von 95 Prozent sei jedoch selbst bei nahezu vollständiger Klimaneutralität der Sektoren Energie, Verkehr und Gebäude mit den derzeit bekannten Technologien nicht zu erreichen. Maximal sind es 91 Prozent.

- Strategische Klarheit seitens der Politik und Planbarkeit für die Wirtschaft seien daher fundamental, insbesondere in Anbetracht langer Innovationszeiträume in der Wirtschaft. Dies betrifft auch den Kohleausstieg: Da bis 2050 die Kohleverstromung aufgrund der bestehenden Vorgaben ohnehin ausgelaufen sei, müsse die Politik nun einen zeitlichen Orientierungsrahmen schaffen, der für Unternehmen und Menschen in den betroffenen Regionen Planbarkeit schafft.
- Darüber hinaus sei jedoch eine „marktwirtschaftlich orientierte Ordnungspolitik“ anstelle staatlicher Planung mit Technologiegeboten und -verboten zu bevorzugen. Der technologische Wettbewerb um die effizienteste Erreichung der Klimaziele sei nicht nur insgesamt kostengünstiger, sondern auch robuster im Hinblick auf mögliche neue Entwicklungen, etwa die fehlende Akzeptanz der Bevölkerung oder neue Innovationen. Die Politik habe indes die wichtige Funktion, die richtigen wirtschaftlichen Anreize zu setzen und insbesondere die Förderung von Forschung und Innovation fortzusetzen bzw. zu intensivieren. In dieser Hinsicht sei insbesondere die Entwicklung von synthetischen Kraftstoffen, Power-to-X-Technologien und Möglichkeiten zur Wiederverwertung von Kohlenstoffemissionen wichtig.
- Bei einer Minderung der CO₂-Emissionen um 80 Prozent würde Deutschland bereits rund 8 Prozent des Gesamtenergiebedarfs aus synthetischen Treibstoffen decken müssen. Die Markteinführung solcher Treibstoffe solle daher bereits jetzt unterstützt werden.
- Nach den Berechnungen der dena ist bereits im Fall einer Minderung der Treibhausgase um 80 Prozent bis 2050 ein Zubau erneuerbarer Energien von rund 8 GW netto pro Jahr nötig, was in etwa dem Wert der letzten Jahre gleicht. Entsprechend müssten zwei- bis dreistellige Milliardenbeträge in die Stromnetze investiert werden. Die Stromerzeugung aus EE würde sich gegenüber heute verdrei- oder vervierfachen.

Im Rahmen der groß angelegten Studie kooperiert die dena mit über 50 Unternehmen aus verschiedenen Branchen, darunter regionale Energieversorger, Netzbetreiber und Industrieunternehmen. Ziel ist es, Akteure aus verschiedenen Branchen zusammenzubringen und im bottom-up-Prinzip der Politik realistische Handlungspfade aufzuzeigen, wie die Energiewende über Sektorengrenzen hinweg gelingen kann. Zu Jahresbeginn war das Projekt gestartet. Dem [Zwischenfazit](#) soll bis Mitte 2018 der Abschlussbericht folgen. (Bo)

■ Monopolkommission veröffentlicht Gutachten zum Energiesektor

EE-Förderung soll langfristig auslaufen

Die Monopolkommission hat sich den Energiesektor unter Wettbewerbsgesichtspunkten angeschaut und ihre Analyse in einem Gutachten mit dem Titel "Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden" veröffentlicht. Zudem macht sie Vorschläge zur Weiterentwicklung der Energiewende. Demnach sollen EE-Anlagen ein Einspeiseentgelt bezahlen, der Emissionshandel auf weitere Sektoren ausgedehnt und die Förderung erneuerbarer Energien langfristig abgeschafft werden.

Die wichtigsten Aussagen im Überblick:

- Die steigende Komplexität des Regulierungsrahmens führt zu einer "zunehmend disparaten Marktordnung". Daher empfiehlt die Monopolkommission, die neue Legislaturperiode zu nutzen, um einen widerspruchsfreien und an ordnungspolitischen Prinzipien ausgerichteten Rechtsrahmen zu schaffen.
- Für die Jahre 2015 und 2016 sieht die Kommission keine Fortschritte bei der Integration des deutschen Marktes in den europäischen Binnenmarkt. Die nach wie vor bestehenden Preisunterschiede zwischen der deutsch-österreichischen Preiszone und den Nachbarstaaten deuten auf "Übertragungseingpässe und das Vorhandensein strategischer Handlungsspielräume für potenziell marktmächtige Stromanbieter hin". Daher muss kartellrechtlich weiterhin vor allem auf den deutschen Markt geschaut werden.
- Bei der Kapazitätsreserve zur Absicherung des Strommarkts 2.0 empfiehlt die Kommission, die Laufzeit auf zehn Jahre zu befristen. Zudem sollte ein Wert für die Versorgungssicherheit (value of lost load) berechnet werden. Dieser könnte das technische Limit für Gebote an der Strombörse sein und auch der Ausgleichsenergiepreis bei Einsatz der Kapazitätsreserve.
- Derzeit gibt es keine Hinweise für wesentliche Marktmacht einzelner Anbieter auf dem Strommarkt.
- Der europäische Emissionshandel (ETS) sollte gestärkt werden, indem der Angebotsüberhang an Zertifikaten abgebaut wird. Dazu sollte die Einbeziehung weiterer Sektoren in Betracht gezogen werden.
- Nationale Sondermaßnahmen bringen aufgrund der Verflechtungen im ETS keinen zusätzlichen Klimaschutzbeitrag. Zur Erreichung der nationalen Klimaziele sollte sich die Bundesregierung daher für ambitioniertere europäische Zielvorgaben einsetzen.

- Die Förderung erneuerbarer Energien sollte langfristig auslaufen. Der Ausbau erneuerbarer Energien hat aufgrund des ETS keine zusätzliche Klimaschutzwirkung. Zudem bremst die hohe EEG-Umlage die sog. Sektorenkopplung, da Strom im Vergleich zu anderen Energieträgern immer teurer wird. Sinnvoller ist aus Sicht der Kommission, ein über die Sektoren einheitlicher CO₂-Preis. Energie- und Stromsteuer sollten daher zugunsten eines CO₂-Preissignals angepasst werden. Eine Möglichkeit ist, die Stromsteuer abzuschaffen und dafür die Stromerzeugung mit Energiesteuer zu belegen. Die Energiesteuer sollte sich am CO₂-Ausstoß orientieren.
- Die Förderung erneuerbarer Energien sollte auf technologieneutrale Ausschreibungen umgestellt und das Referenzertragsmodell für Wind an Land abgeschafft werden. Auch aus Netzsicht bringt das Modell keine Vorteile, weil es zu einer zufälligen Ansiedlung von Windanlagen führt.
- Eine Steuerfinanzierung ist gegenüber der Ausweitung der EEG-Umlage auf die Sektoren Wärme und Verkehr vorzugswürdig, da langfristig ein Auslaufen der Förderung angestrebt wird.
- Für eine bessere Steuerung des Zubaus von EE-Anlagen empfiehlt die Kommission ein Netzentgelt für erneuerbare Erzeuger (EE-Regionalkomponente). Dadurch würden mehr Anlagen lastnah zugebaut. Dadurch könnte der notwendige Netzausbau halbiert werden.
- Durch die Abschaffung des Zeitverzugs bei der Anerkennung von Investitionen im Rahmen der Anreizregulierung bestehen für Verteilnetzbetreiber nun starke Investitionsanreize, die aber zu Lasten der Effizienz gehen. Hintergrund: Nur zusätzliche Kapital-, aber keine zusätzlichen Betriebskosten gehen in die Erlösobergrenze ein

Die Zusammenfassung des Gutachtens finden Sie [hier](#), die Langfassung [hier](#). (Bo, tb, FI)

■ EEG-Umlage sinkt zum Jahreswechsel leicht

Auch netzseitige Umlagen sinken unter dem Strich

Wie die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mitteilen, sinkt die EEG-Umlage zum zweiten Mal in ihrer Geschichte. Allerdings beträgt der Rückgang weniger als 0,1 Cent/kWh. Statt 6,88 müssen Stromverbraucher im kommenden Jahr 6,792 Cent/kWh bezahlen. Für das kommende Jahr rechnen die ÜNB mit einer Erzeugung aus EEG-Anlagen von 204 TWh. Gegenüber diesem Jahr soll sich die installierte Leistung um rund 8 GW

auf 106 GW erhöhen. Insgesamt sinken sämtliche Umlagen von 7,684 auf 7,555 Cent/kWh ohne Berücksichtigung von Sonderregelungen.

Weitere interessante Fakten:

- Die EEG-Vergütung für das kommende Jahr beläuft sich abzüglich der vermiedenen Netzentgelte auf rund 27 Mrd. Euro. Davon entfallen 38 Prozent auf PV, 25 Prozent auf Biomasse, 22 auf Wind an Land, 13 Prozent auf Wind auf See und 2 Prozent auf sonstige Anlagen.
- Die volle EEG-Umlage muss von 344 TWh bezahlt werden.
- Aus der Besonderen Ausgleichsregel werden Einnahmen von 170 Mio. Euro erwartet.
- Von 62 TWh selbsterzeugtem und sonstigem Letztverbrauch sind 2,2 TWh umlagepflichtig.
- Der Umlagebetrag beträgt 23,8 Mrd. Euro.
- Der Rückgang der EEG-Umlage beruht vor allem auf dem Überschuss in Höhe von 3,3 Mrd. Euro auf dem EEG-Konto. Dadurch fällt die EEG-Umlage rund einen Cent niedriger aus. Ohne diesen Effekt und die Liquiditätsreserve in Höhe von rund 1,5 Mrd. Euro hätte die Umlage bei 7,302 Cent/kWh gelegen (sog. Kernumlage).
- Da es sich um einen Einmaleffekt handelt und auch im kommenden Jahr und 2019 weiter Anlagen zugebaut werden, ist mit einem kräftigen Anstieg der Umlage 2019 zu rechnen.
- Aufgeteilt nach Letztverbrauchergruppen bezahlen Gewerbe/Handel/Dienstleistungen 39 Prozent der Umlage, Private Haushalte 34 Prozent, Industrie 26 Prozent und Verkehr 1 Prozent.

Weitere Informationen zur EEG-Umlage finden Sie [hier](#).

Nach der EEG- und Offshore-Haftungsumlage haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) auch die weiteren Umlagen für 2018 bekannt gegeben. Während die KWK- und die §19-Umlage leicht sinken, steigt die Umlage für die abschaltbaren Lasten leicht an. Insgesamt ist bei den Umlagen damit für das kommende Jahr ein leichter Rückgang eingetreten.

[Zur KWK-Umlage:](#)

- Die Umlage sinkt von 0,438 auf 0,345 Cent/kWh für die ersten 1.000.000 kWh. Leicht entlastet wird die Umlage durch einen Überschuss in der Endabrechnung 2016 in Höhe von 126 Mio. Euro, der sich mit -0,045 Cent/kWh für alle nicht privilegierten Letztverbraucher auswirkt. Zur Erinnerung: Die KWK-Umlage wird analog zur Besonderen Ausgleichsregel im EEG gewälzt.

- Insgesamt werden im kommenden Jahr 1,126 Mrd. Euro an KWK-Anlagen ausgeschüttet (47,6 TWh), Wärmenetze und -speicher werden mit 140 Mio. Euro gefördert.
- Abnehmer, die bis 2015 in die Abnahmekategorien B (Stromverbrauch > 1.000.000 kWh) und C (Stromverbrauch > 1.000.000 kWh und Stromkosten > 4 Prozent des Umsatzes) fielen, müssen 2018 gesetzlich festgelegt 0,16 bzw. 0,12 Cent/kWh für Strommengen größer 1.000.000 kWh bezahlen.

Zur §19-Umlage:

- Die Umlage sinkt für die ersten 1.000.000 kWh von 0,388 auf 0,37 Cent/kWh.
- Strommengen über 1.000.000 kWh werden mit 0,05 Cent/kWh belastet bzw. 0,025 Cent/kWh, wenn die Stromkosten vier Prozent des Umsatzes übersteigen.
- Insgesamt werden 1,065 Mrd. Euro auf die Stromletzterverbraucher gewälzt. Aus der Jahresabrechnung 2016 ergibt sich ein Überschuss von 116 Mio. Euro, der die Umlage dämpft.
- Auf die atypische Netznutzung (§ 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV) entfallen 361 Mio. Euro, auf die Bandlast (Satz 2 und 3) 820 Mio. Euro.

Zur Umlage für abschaltbare Lasten:

- Die Umlage steigt von 0,006 auf 0,011 Cent/kWh. Dieser Satz gilt für sämtliche letzterverbrauchten kWh.
- Insgesamt werden 53 Mio. Euro gewälzt. Darin enthalten ist ein Nachholbetrag aus 2016 in Höhe von 18,5 Mio. Euro.

Zur Offshore-Haftungsumlage:

- Für Strommengen bis 1.000.000 kWh beträgt die Umlage im kommenden Jahr 0,037 Cent/kWh nach -0,028 Cent/kWh in diesem Jahr. Die maximal Umlagenhöhe beläuft sich auf 0,25 Cent/kWh.
- Unternehmen mit einem Stromverbrauch über 1.000.000 kWh bezahlen 2018 0,049 Cent/kWh. Energieintensive Betriebe zahlen für die Strommengen über 1.000.000 kWh im nächsten Jahr 0,024 Cent/kWh. Energieintensiv heißt in diesem Zusammenhang, dass die Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr mehr als 4 Prozent des Umsatzes betragen haben.
- Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass 115 Mio. Euro auf die Stromverbraucher gewälzt werden müssen. Dazu kommt eine Nachholung aus dem Jahr 2016 in Höhe von 69 Mio. Euro. (Bo)

Netzreserve kam häufig zum Einsatz

■ Bedarf an Netzstabilisierungsmaßnahmen im ersten Quartal 2017 gestiegen

Wie die Bundesnetzagentur (BNetzA) bekannt gab, ist der Bedarf an Redispatch im Jahresvergleich angestiegen. Insbesondere wurde die Netzreserve deutlich häufiger eingesetzt. Einspeisemanagementmaßnahmen bei erneuerbaren Energien blieben etwa auf dem Niveau des Vorjahres.

Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber beliefen sich die Kosten zur Stabilisierung des Stromnetzes auf 328 Mio. Euro. Nicht enthalten sind darin die Kosten des Einsatzes der Netzreserve. Damit deutet sich an, dass die Kosten fehlender Übertragungsnetze gegenüber 2016 (ca. 1 Mrd. Euro) ansteigen könnten.

Redispatch: Die Gesamtmenge der Redispatcheinsätze belief sich zwischen Januar und März auf 5.548 GWh (2016: 3.895 GWh), die Dauer der Redispatchmaßnahmen betrug 4.342 Stunden (2016: 4.482). Die Kosten stiegen um 133,5 Mio. Euro auf 186 Mio. Euro.

Einsatz Reservekraftwerke: Der Einsatz stieg um 13 Tage auf 60 Tage und um 789 GWh auf 1 484 GWh.

Einspeisemanagement: Die Menge an Ausfallarbeit sank im Jahresvergleich um 113 GWh auf 1.525 GWh. Dadurch reduzierten sich die Kosten um 7 Mio. auf 142 Mio. Euro.

Hintergrund des gestiegenen Bedarfs war das Wetter mit einer europäischen Kälteperiode mit einhergehendem Niedrigwasser in Süddeutschland, was den Kohletransport einschränkte. Die Nichtverfügbarkeit von Kernkraftwerken in Frankreich führte zudem dazu, dass vermehrt Strom aus Deutschland importiert wurde.

Den Bericht der Bundesnetzagentur finden Sie [hier](#). (Bo, FI)

Viele Zuschläge nach Bayern

■ Solarförderung unter 5 Cent/kWh

Die achte Runde der Solarausschreibung hat zu einem weiteren Preisrutsch geführt: Nach 5,66 Cent/kWh in der vorherigen Runde fiel das Ausschreibungsergebnis auf den mengengewichteten Durchschnittswert von 4,91 Cent/kWh. Das niedrigste bezuschlagte Gebot betrug 4,29, das höchste 5,06 Cent/kWh. Den Zuschlag erhielten 20 Projekte mit kumuliert 222 MW. Die Ausschreibung war erneut mehrfach überzeichnet.

Mit zwölf Zuschlägen gingen die meisten nach Bayern. Alle davon werden auf Ackerflächen in sog. benachteiligten Gebieten errichtet. Bayern

ist neben Baden-Württemberg das einzige Bundesland, das diese Flächen geöffnet hat.

Weitere Infos der Bundesnetzagentur finden Sie [hier](#). (Bo)

■ Start des Marktstammdatenregisters verzögert sich weiter

Verzögerung bis Sommer 2018

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. Der DIHK engagiert sich weiter für deren Einführung in Höhe von 1 GWh für Strom- und Gaslieferungen.

Da sich der Start des Registers weiter verzögert, rät der DIHK derzeit allen Unternehmen, erst einmal abzuwarten, ob sich die Bundesnetzagentur nicht doch noch zu einer Bagatellgrenze durchringt.

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

Änderung der Stromnetzzugangsverordnung geplant

■ BMWi will Aufteilung der Strompreiszone rechtlich untersagen

Das Wirtschaftsministerium hat eine Änderung der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) zur Konsultation veröffentlicht. Stellungnahmen sind bis zum 3. November 2017 einzureichen. Einziger Punkt ist ein Verbot für die Übertragungsnetzbetreiber, den Zuschnitt der deutschen Strompreiszone zu ändern. Eine Aufteilung ist damit untersagt.

Mit Ergänzung eines Paragraphen 3a StromNZV werden die Betreiber von Übertragungsnetzen rechtlich verpflichtet, Handelstransaktionen innerhalb des Gebiets der Bundesrepublik Deutschland ohne Kapazitätsvergabe in der Weise zu ermöglichen, dass das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland eine einheitliche Gebotszone bildet.

Zur Begründung verweist das BMWi darauf, dass nach der aktuellen Rechtslage unklar sei, ob Betreiber von Übertragungsnetzen einseitig und ohne Einbeziehung staatlicher Stellen eine Aufteilung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone vornehmen können. Warum die Anpassung der StromNZV so schnell erfolgen muss, geht aus dem Referentenentwurf nicht hervor. Eine Rolle spielt eventuell das laufende Verfahren für ein "Bidding Zone Review" auf europäischer Ebene, das auf Grundlage der Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (Netzkodex "CACM") durchgeführt wird.

Hierzu soll die europäische Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E im Dezember eine Studie zur Gebotszonenkonfiguration vorlegen, die dann spätestens im März 2018 in eine unverbindliche Empfehlung der europäischen Netzbetreiber münden soll. Die Entscheidung zur Beibehaltung oder Teilung von Gebotszonen muss laut aktuellem EU-Recht von den betroffenen Staaten bzw. deren Regulierungsbehörden einvernehmlich getroffen werden. Im Energie-Winterpaket der EU, das aktuell den Gesetzgebungsprozess durchläuft und nicht vor Ende 2018 verabschiedet wird, ist vorgesehen, dass die EU-Kommission die Entscheidung trifft.

Der DIHK spricht sich nach wie vor für die Beibehaltung der deutschen Strompreiszone aus. (FI, Bo, JSch)

Tendenz leicht sinkend

■ Netzentgelte Strom 2018

Bei den von den Netzbetreibern vorläufig bekannt gegebenen Netzentgelten (Strom) überwiegen Reduzierungen gegenüber Anstiegen. Als Grund wird vielfach die Neuregelung der vermiedenen Netzentgelte

angegeben, was zu einer Verlagerung von den Netzentgelten in die EEG-Umlage führt.

Eine Auswertung der vorläufigen Netzentgelte durch den Energiedienstleister ene't ergibt für die unten beispielhaft genannten Verbrauchsfälle von Gewerbebetrieben im bundesweiten Schnitt folgende Reduzierungen der Netzentgelte:

- 40.000 kWh Verbrauch, keine Leistungsmessung: -9,7 Prozent
- 100.000 kWh Verbrauch: -7 Prozent
- 400.000 kWh Verbrauch: -5 Prozent.

Der bundesweite Durchschnitt überdeckt allerdings die regional sehr unterschiedliche Entwicklung. In die Netzentgelte auf der Anschluss-ebene werden die Netzentgelte der vorgelagerten Netzebenen eingepreist. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) hatten mit Ausnahme von 50Hertz teils erhebliche Erhöhungen ihrer Netzentgelte angekündigt. Entsprechend sinken die Netzentgelte der Netzbetreiber in der Regelzone von 50Hertz überwiegend, während es insbesondere in den Regelzonen von TransnetBW und Amprion teilweise auch zu Erhöhungen kommt.

Als Grund für die im bundesweiten Durchschnitt sinkenden Netzentgelte wird die Neugestaltung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) im NEMoG angeführt. Für die Netzentgelte 2018 bereits wirksam ist ein Einfrieren der vNNE auf dem Niveau von 2016 und ein erstes Absinken der vNNE für volatil einspeisende Neuanlagen. Die vNNE für volatil einspeisende Erzeugungsanlagen (Bestand) werden in drei Schritten reduziert, so dass ab 2021 keine vermiedenen Netzentgelte mehr für diese Anlagen gezahlt werden. Für Neuanlagen wird es ab 1. Januar 2018 keine vermiedenen Netzentgelte mehr geben.

Eine echte Entlastung erfolgt mit der Reduzierung und dem späteren Auslaufen der vNNE aber nicht: Da die vNNE in der EEG-Vergütung Berücksichtigung finden, ergibt sich nur eine Kostenverlagerung von den (regionalen) Netzentgelten auf die (bundesweit einheitliche) EEG-Umlage. (FI)

■ **Netzausbau auf Hochspannungsebene in Ostdeutschland**

Netzausbauplan vorgelegt

Die Arbeitsgemeinschaft der Flächennetzbetreiber in Ostdeutschland (Arge Ost) hat Anfang Oktober einen aktualisierten Netzausbauplan für die 110-kV-Ebene erarbeitet. Demnach müssen bis 2027 2.156 km Leitungen und 25 Umspannwerke verstärkt und 445 km Leitungen und 14

Umspannwerke neu gebaut werden. Zudem wurde ein 10-Punkte-Programm zur Systemsicherheit veröffentlicht.

Betreiber von Hochspannungsnetzen sind seit diesem Jahr nach § 14 Absatz 1b EnWG verpflichtet, einmal jährlich über Engpassregionen, Planungsgrundlagen, der Entwicklung von Ein- und Ausspeisungen sowie den konkreten bzw. geplanten Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Hochspannungsnetzes zu berichten. Dies erfolgt in Ostdeutschland über den bereits 2013 und 2015 von den regionalen Flächennetzbetreibern (Avacon Netz, E.DIS Netz, ENSO NETZ, MITNETZ STROM, Thüringer Energienetze, WEMAG Netz) aufgestellten [Netzausbauplan 2017](#).

Der gemeinsame Netzausbauplan 2017 analysiert insbesondere die Auswirkungen der EE-Ausschreibungen auf den Ausbaubedarf in den Hochspannungsnetzen. Die dafür durchgeführte Prognose kommt auf deutlich höhere Einspeisewerte als sie im Netzentwicklungsplan 2030 für die Höchstspannungsebene zugrunde gelegt wurden. Als wesentlicher Faktor der Netzdimensionierung wird die erforderliche Integration von EE-Anlagen (vorwiegend am 110-kV-Netz angeschlossene Windparks) genannt. Der Netzzubau konzentriert sich dabei auf Regionen mit hoher Einspeiseleistung und zugleich geringer Last. Angesichts des hohen EE-Ausbaus in den Netzgebieten sehen die Flächennetzbetreiber Ost einen im Vergleich mit anderen Regionen hohen Netzausbaubedarf.

Aufgrund der zunehmenden Verlagerung der Erzeugung in die Verteilnetze fordern die 110-kV-Flächennetzbetreiber für sich eine stärkere Rolle für die Netz- und Systemsicherheit. In einem mit 50Hertz veröffentlichten [10-Prunkte-Programm zur Systemsicherheit](#) wurde dafür ein gemeinsamer Arbeitsplan veröffentlicht. (FI)

■ Absatz von Elektrofahrzeugen in Deutschland 2017 stark ansteigend

Marktanteil von 1,4 %

Der Absatz von Elektrofahrzeugen hat in den ersten neun Monaten 2017 deutlich an Fahrt aufgenommen. Bis September wurden 37.000 E-Autos neu zugelassen - mehr als doppelt so viele wie im Vorjahreszeitraum! Die Zahl von Plug-in-Hybriden wie reinen Elektroautos wuchs jeweils um mehr als 100 Prozent. Der Marktanteil kletterte damit auf 1,4 Prozent.

Auch das Bundesamt für Wirtschaft, das die E-Auto-Prämie verwaltet, vermeldet Rekorde (auf niedrigem Niveau). Im Oktober wurden erstmals mehr als 4.000 Anträge registriert. Da seit Juli 2016 erst 38.000 Anträge insgesamt eingingen, werden die Finanzmittel voraussichtlich auch bis 2019 reichen. (tb)

-4 % für SLP-Kunden

■ Netzentgelte Gas gehen 2018 leicht zurück

Die Netzentgelte Erdgas werden im Schnitt in 2018 leicht sinken. Der Rückgang für SLP-Kunden beträgt durchschnittlich 4 Prozent und für leistungsgemessene Gewerbebetriebe sogar 6 Prozent. Das zeigt eine Auswertung der Preisblätter von 612 der 712 deutschen Netzbetreiber durch den Informationsdienstleister ene't. Netzentgelte machen je nach Abnahmefall rund 20 Prozent des Gaspreises aus.

Die größten Rückgänge von mehr als 20 Prozent beim Fall eines SLP-Kunden mit 20 MWh Verbrauch vermeldet ene't für Schleswig-Holstein Netz und Spreegas. Entgelterhöhungen gibt es auch. In rund einem Zehntel der Postorte erhöhen sich die Entgelte um mehr als 10 Prozent.

Prozentuale Veränderungen auch im zweistelligen Bereich lassen die enorme Spreizung der Netzentgelte in Verteilnetzen unberührt: Für den Abnahmefall eines Haushaltes oder kleinen Gewerbebetriebs mit 20 MWh rufen die Stadtwerke Neuenhaus mit 0,74 Ct./kWh das niedrigste angepasste Netzentgelt auf, während die Stadtwerke Havelberg (2,99 Ct./kWh) und E.DIS Netz (2,85 Ct./kWh) an der Spitze bleiben. Die Spreizung nimmt für lastganggemessene Kunden mit größeren Anschlussleistungen allerdings ab.

Die beschriebenen Veränderungen basieren auf den vorläufigen Preisblättern; Änderungen bis zum Jahreswechsel sind nicht ausgeschlossen. (tb)

"All electric"-Szenario nicht darstellbar

■ Gaswirtschaft-Studie: Grünes Gas macht Energiewende billiger

Die Gasnetzbetreiber (FNB Gas) argumentieren in einer am 9. Oktober vorgelegten Studie, dass durch die umfangreiche Produktion und Verwendung von synthetischem Erdgas, die Energiewende in 2050 um 12 Mrd. pro Jahr günstiger wird als ohne die Verwendung von Gas. Gespart wird vor allem beim Ausbau der Stromnetze und der Umstellung von Heizungen auf Strom. Prämisse für die Ergebnisse ist eine Senkung der CO₂-Emissionen um 95 Prozent bis 2050.

Die Kostenvorteile des Energiesystems mit Power to Gas (CO₂-neutrales, synthetisches strombasiertes Gas (Wasserstoff oder synthetisches Methan)) ergeben sich gegenüber einem strombasierten System, welches Gas lediglich zur Absicherung der Stromerzeugung verwendet. Ein "all electric"-Szenario sei dagegen nicht darstellbar, da Langfristspeicher fehlen. Neben der Prämisse von 95 Prozent CO₂-Einsparung bis 2050 setzen die Studienautoren rund um Frontier Economics voraus,

dass die Energienachfrage nicht eingeschränkt wird. Die Endenergienachfrage sowohl bei der weitgehenden Nutzung von "grünem Gas" als auch im hauptsächlich elektrischen Szenario beträgt dann rund 1.900 TWh (heute rund 2.500 TWh). Allerdings ist der Stromverbrauch im Power-to-Gas-Szenario mit rund 500 TWh halb so groß wie im hauptsächlich elektrischen Szenario. Der Kraftwerkspark erreicht in beiden Modellierungen Dimensionen von mehr als 600 GW.

Die jährlichen Kostenvorteile von 12 Mrd. Euro des Gesamtsystems teilen sich auf Einsparungen bei Endgeräten (Heizungen und Autos: 10 Mrd. Euro) und vermiedenem Stromnetzausbau (6,3 Mrd. Euro) auf. Abzüglich der Mehrkosten für die Stromerzeugung und Umwandlung für Power to Gas von 4,2 Mrd. Euro ergeben sich Einsparungen von 12 Mrd. Euro. Neben den Kosten sieht die Studie weitere Vorteile in der langfristigen Nutzung der Gasnetze: die Vermeidung von Akzeptanzrisiken beim Stromnetzausbau sowie eine höhere Versorgungssicherheit (Import-Option!).

Die Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB Gas) empfehlen aufgrund der Studienergebnisse eine integrierte Planung der Strom- und Gasnetze, einen Mindestanteil von grünem Gas im Wärmemarkt sowie Power-to-Gas-Anlagen als Systemdienstleistungen der Netzbetreiber anzuerkennen.

DIHK-Anmerkungen: Die Ergebnisse erscheinen unter der Prämisse des 95-Prozent-Ziels plausibel. Wird dagegen wie bisher eine 80-Prozent-CO₂-Einsparung angestrebt, ändert sich die Schlussfolgerung möglicherweise, auch weil die hier zwingende Herausforderung saisonaler Energiespeicher deutlich weniger ausgeprägt ist. Darüber hinaus hängen die Kostenvorteile stark an den zusätzlichen Kosten für Wärmepumpen, die mit 3.500 Euro/kW sehr hoch ausgewiesen sind.

Die Studie „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland“ steht bei den FNB Gas zum [Download](#) bereit. (tb)

■ Neuer Anlauf für steuerliche Förderung der energetischen Sanierung gefordert

Vorschlag von BDI, bdew, dena, DGB und ZDH

Wirtschaftsverbände und DGB fordern einen neuen Anlauf zur steuerlichen Förderung der energetischen Gebäudesanierung. 30 Prozent der Investitionssumme energetischer Sanierungsmaßnahmen am Gebäude sollen über drei Jahre von der Steuerschuld abgezogen werden können. Der Vorschlag von BDI, bdew, dena, DGB und ZDH zielt auf Eigentümer selbstgenutzter Wohnungen sowie Ein- und Zweifamilienhäuser.

Die Unterzeichner wollen eine energetische Modernisierungsoffensive bei privaten Gebäuden anregen. Dazu sollen Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur CO₂-Einsparung steuerlich abzugsfähig gemacht werden. Steuerliche progressionsunabhängige Förderung soll als Abzug von der Steuerschuld erfolgen. Die Abwicklung soll über das Finanzamt administriert werden. Die Förderung soll alle Einzelmaßnahmen umfassen können, die auch bisher förderfähig waren. Zur Höhe der ausgelösten Investitionen und eventueller Steuermindereinnahmen macht das Papier keine Angaben. Das Verbändepapier kann [hier](#) heruntergeladen werden. (tb)

Initiative von BMUB und Deutscher Bahn

■ Energie-Scouts im „Train to Bonn“

Die UN-Klimakonferenz in Bonn 2017, kurz COP 23, findet vom 6. bis 17. November 2017 auf dem UN-Campus in Bonn statt. Mehr als 25.000 Teilnehmer werden erwartet. Der Hauptfokus liegt darauf, das im Pariser Klimaabkommen festgelegte Ziel, die Erderwärmung auf unter zwei Grad Celsius zu begrenzen, mit konkreten Schritten zu hinterlegen. Am 4. November setzte der Sonderzug „Train to Bonn“ ein Zeichen für die Verlagerung von Verkehren auf die klimafreundliche Schiene. Er wurde vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit und der Deutschen Bahn AG ausgerichtet. Mit an Bord war auch die Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz mit ihrem Leuchtturm-Projekt, den Energie-Scouts. Energie-Scouts sind Auszubildende, die sich bei den IHKs zu qualifizieren, um in ihren Ausbildungsbetrieben Effizienzpotenziale zu identifizieren und in konkreten Praxisprojekten auch aktiv zu heben. Projektleiter Christoph Petri präsentierte die bislang erzielten Ergebnisse gemeinsam mit der Parlamentarischen Staatssekretärin Rita Schwarzelühr-Sutter. Weitere Infos unter www.mittelstand-energiewende.de (pet)

Ab sofort mit vereinfachtem Bewerbungsverfahren

■ Bewerbungen zur Exzellenzinitiative Klimaschutz-Unternehmen möglich!

Die Exzellenzinitiative Klimaschutz-Unternehmen ruft Vorreiter-Unternehmen bei Klimaschutz und Energieeffizienz zur Bewerbung auf. Mit der Aufnahme ist eine Auszeichnung des Bundesumweltministeriums, des Bundeswirtschaftsministeriums und des DIHK verbunden.

Das Bewerbungsverfahren wurde vereinfacht und mit einem Quick-Check versehen, der Interessenten ein schnelles Feedback zur Bewerbung gibt. Zudem baut das Verfahren neuerdings auf Datenmaterial

auf, das in Unternehmen durch Nachhaltigkeitsberichtsweisen und Umwelt- oder Energiezertifizierungen ohnehin vorliegt.

„Die inhaltlichen Exzellenzanforderungen unserer Initiative sind unverändert, aber die Art der Bewerbung ist vereinfacht worden“ sagt Wolfgang Saam, Geschäftsführer von Klimaschutz-Unternehmen e. V.

„Durch den Quick-Check erhalten Interessenten ein schnelles Feedback und können dann direkt in den Bewerbungsprozess einsteigen. Wir rufen alle Unternehmen, die im Klimaschutz aktiv sind, auf, sich bei unserer Exzellenzinitiative zu bewerben.“

Bewerbungen sind aktuell bis zum 24. November 2017 möglich. Im Jahr 2018 sind die Bewerbungsfristen zum 30.04. und zum 30.10.2018. Die Unterlagen sind [hier](#) erhältlich.

Weitere Informationen auch unter: www.klimaschutz-gewinnt.de (FI)

Separates Portal für Bundesebene geplant

■ UVP-Portal der Länder online

Die im Rahmen der Öffentlichkeitsbeteiligung von Zulassungsverfahren auszulegenden Unterlagen der Umweltverträglichkeitsprüfung werden zukünftig zentral im UVP-Verbundportal der Länder veröffentlicht. Für Verfahren mit Zuständigkeit von Bundesbehörden wird voraussichtlich ein separates Portal eingerichtet.

Das am 28. Juli in Kraft getretene Gesetz zur Modernisierung der Umweltverträglichkeitsprüfung schreibt in § 20 eine Veröffentlichung der auszulegenden Unterlagen in einem zentralen Internetportal der Länder vor. In diesem UVP-Portal werden Verfahrensstand, Auslegungs- und Erörterungstermine, eingestellte Unterlagen, Berichte und Empfehlungen sowie die anschließende Entscheidung bekannt gegeben. Ein zentrales Internetportal des Bundes, das entsprechende Informationen für Verfahren mit Zuständigkeit von Bundesbehörden bekannt gibt, ist noch nicht online.

Das UVP-Portal ist [hier](#) einsehbar. (HAD)

Zentrale Stelle beauftragte GVM

■ Studie zur Steigerung des Lizenzierungsgrades von Verkaufsverpackungen

Die neue „Stiftung Zentrale Stelle Verpackungsregister“ hat auf ihrer Homepage das in ihrem Auftrag an die Gesellschaft für Verpackungsmarktforschung GmbH (GVM) vergebene Kurzgutachten „Ansatzpunkte

zur Steigerung des Beteiligungsgrades von Verkaufsverpackungen privater Endverbraucher - Aktualisierung 2016" veröffentlicht. Daraus ist festzuhalten:

1. Die Marktmenge für an den dualen Systemen beteiligungspflichtigen Verkaufsverpackungen wird mit rund 2,5 Mio. t angegeben. Das Delta zwischen den Meldungen aus der VE-Zwischenbilanz und der Gemeinsamen Stelle wird mit rund 100.000 t angegeben (S. 11 f).
2. Der Nichtbeteiligungsgrad an den dualen Systemen beträgt insgesamt rund 2,3 Mio. t, vor allem bei den PPK-Verpackungen (45 %) und den Leichtstoffverpackungen (34 %) (S.14).
3. Ursachen der Nichtbeteiligung (S. 19 ff.) sind demnach vor allem die „Schnittstellen“; d. h. die mit den Anfallstellen bezogene Abgrenzung von §-6-Verpackungen gegenüber §-4-Verpackungen und §-7-Verpackungen; „Kleinstinverkehrbringer“; wobei unterstellt wird, dass Kleinst- und Großinverkehrbringer vergleichbare Beteiligungsgrade aufweisen; allerdings wird insgesamt die Datenlage zur Marktbedeutung von Kleinstinverkehrbringern als schlecht eingeschätzt; die „Verweigerung“ insbesondere aus dem Versandhandel.
4. Die Strukturen der Nichtbeteiligung werden auf den S. 25 ff. detailliert aufgelistet, unterteilt nach Branchen, Anfallstellen, Vertriebswegen und Importen.
5. Die Verantwortlichkeit der Nichtbeteiligung (S. 31 ff.) wird Nicht/Teillizenzieren, vorgeschalteten Unternehmen, der Systemprüfung und der Mitverantwortung von Lizenzmaklern und dualen Systemen zugeordnet.
6. Ansatzpunkte zur Hebung des Beteiligungsgrades an dualen Systemen werden in den Übersichten ab S. 38 ff. konkret aufgelistet. (AR)

■ **BMUB-Entwurf einer dritten Verordnung zur Änderung der Elektro- und Elektronikgerätegesetz-Gebührenverordnung**

Ressortabstimmung steht aus

Das BMUB hat den „Entwurf einer dritten Verordnung zur Änderung der Elektro- und Elektronikgerätegesetz- Gebührenverordnung“ inkl. Begründung vorgelegt, der noch nicht mit den Ressorts abgestimmt ist. Eine Beteiligung des Bundesrates und Bundestages ist nicht erforderlich.

Hintergrund: Aufgrund schwankender Vorgangszahlen bei den einzelnen Gebührentatbeständen und sich verändernder Gesamtkosten werden die Gebührensätze jährlich durch das BMUB überprüft und ggf. angepasst. Mit der Verordnung sollen die einzelnen Gebührensätze auf Grundlage der Schätzung für das Jahr 2018 angepasst werden.

Generell wurden sämtliche Gebührenhöhen an die neue Prognose angepasst. Bei einigen Tatbeständen hatte dies geringere Auswirkungen als bei anderen.

Aus dem BMUB-VO-Entwurf ist festzuhalten:

1. Artikel 1 Nummer 1 regelt bei Neuordnung der Geräte zu den Gerätearten, dass bei der Prüfung des Bedingungeintritts ab der Neuordnung der Gerätearten die Mengenmitteilungen maßgeblich sind, die nach der Entsprechungsfestlegung durch die Gemeinsame Stelle der bisherigen betroffenen Geräteart entsprechen.

Nummer 2 passt die Übergangsregelung in § 3 Absatz 1 der ElektroGGebV an die neuen Vorgaben an. Damit wird sichergestellt, dass für bereits beantragte oder begonnene, aber noch nicht vollständig erbrachte Leistungen die geänderte Fassung der ElektroGGebV heranzuziehen ist. Somit gelten die neuen Gebührentatbestände auch für Leistungen, die vor Inkrafttreten der Änderungsverordnung beantragt, aber noch nicht erbracht wurden.

Buchstabe b trifft eine Übergangsregelung für die Änderungen des ElektroG, die zum 15. August 2018 in Kraft treten, jedoch erst zum 1. Dezember 2018 wirksam werden. Danach werden die Sammelgruppen zum 1. Dezember 2018 neu zusammengestellt.

Mit Nummer 3 wird die Gebührenhöhe für alle Gebühren angepasst. Insbesondere die Gebühren für den Bevollmächtigten (Nr. 8), für Garantiesysteme (Nr. 17) und Optierungsanzeigen (Nr. 18) steigen stark an.

Mit Nummer 4 werden die bisherigen Schwellenwerte überprüft und neu festgelegt nach Auswertung der tatsächlichen Inverkehrbringensmengen der Hersteller und es wird ein Abgleich mit den geltenden Schwellenwerten je Geräteart vorgenommen. Die Schwellenwerte wurden ausdifferenziert und den tatsächlichen Verhältnissen angepasst. Zur besseren Verständlichkeit wurde auf die bisherige Einteilung in Gewichtsklassen verzichtet und stattdessen eine Unterteilung in die Gerätekategorien vorgenommen.

2. Artikel 2 Nummer 1 regelt die neue Übergangsregelung. Dies erfordert eine Neuordnung von Geräten zu den Gerätearten, die an diese neuen Kategorien angepasst werden müssen. Auch nach diesem Zeitpunkt bleibt die Garantienachweispflicht für die Zeiträume vor der Neuordnung bestehen. Da jedoch für diese Zeiträume nur Mengenmitteilungen nach der vormaligen Geräteartenzuordnung vorliegen -

und um die Gebührenbefreiung bei Garantieprüfungen zu wahren – bleibt Anlage 2 zur ElektroGGebV in der bis zum 14. August 2018 geltenden Fassung auch darüber hinaus weiter anwendbar.

Nummer 2 berücksichtigt die geplante Neuordnung der Geräte zu den Gerätearten mit Wirkung zum 15. August 2018. Zu diesem Zeitpunkt bestehen nur noch die neuen sechs Kategorien im Anwendungsbereich des ElektroG.

3. Nach Artikel 3 treten Artikel 1 am 1. Januar 2018, Artikel 2 erst zum 15. August 2018 in Kraft. (AR)

Veranstaltungen

■ Deutsche Energiemanager (EUREM) sind für Ljubljana nominiert

8. Internationale EUREM-Konferenz

Am 29. und 30. November 2017 treffen sich Energiemanager zur 8. Internationalen EUREM-Konferenz in Ljubljana/Slowenien. Gastgeber ist das Jozef-Stefan-Institut.

Mehr als 150 Energiemanager/innen aus über 18 Ländern werden erwartet. Im Rahmen von neun Workshops zu den Themen Abwärmenutzung, Beleuchtung, Druckluft, Eigenstromerzeugung, elektrische Antriebe, Energiedatenmanagement, Klimatechnik, Mobilitätsmanagement und Green IT diskutieren die Teilnehmer/innen Lösungen zur Steigerung der Energieeffizienz in Unternehmen.

Höhepunkt der Veranstaltung ist die Prämierung der besten Energieeffizienzprojekte. Aus Deutschland gehen Karsten Spahn von der Fischermanns GmbH & Co. Duisburger Fettschmelze KG aus Duisburg mit einem Projekt zur Wärmerückgewinnung und Claus Böckl von der Ziegler Holzindustrie KG aus Plösberg mit einem Projekt zur Beleuchtung sowie Hans-Peter Danner von der Voith Dienstleistungen und Grundstücks GmbH aus Heidenheim mit einem Projekt zur Abwärmenutzung um die begehrten Trophäen ins Rennen. Voraussetzung für die Teilnahme war eine Qualifizierung zum Europäischen Energiemanager (EUREM) <http://www.energymanager.eu/>.

Weitere Informationen und die Möglichkeit zur Teilnahmeregistrierung finden Sie [hier](#). (pet)

■ Herausforderungen und Chancen im kenianischen Wassersektor

AHK Kenia und IHK Hannover

Veranstaltungsort: IHK Hannover, Schiffgraben 49, 30175 Hannover
21. November 2017, 09:00 - 13:30 Uhr

Am 21. November 2017 informieren die Delegation der deutschen Wirtschaft in Kenia (AHK Kenia) und die IHK Hannover deutsche Wasserunternehmen und -experten über die Chancen im kenianischen Wassersektor. Die Veranstaltung ist für alle Teilnehmer kostenfrei.

Gefördert durch die „Exportinitiative Umwelttechnologien“ des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit hat die AHK Kenia im Oktober 2016 und 2017 die kenianisch-deutsche Wasserwoche durchgeführt. Über jeweils eine Woche diskutierten kenianische Stakeholder aus Politik, Wissenschaft und Wirtschaft mit deutschen Expertinnen und Experten. Die Ergebnisse der Workshops sollen nun einem breiten Fachpublikum in Deutschland präsentiert werden.

Ziel der Veranstaltung ist es insbesondere, durchgeführte Aktivitäten mit Blick auf die besonderen Gegebenheiten des Wassersektors in Kenia Revue passieren zu lassen und Ideen für eine weitere Verankerung deutscher Wassertechnologie und -expertise in Kenia zu entwickeln. Wasserexperten, die an den Wasserwochen teilgenommen haben, berichten von ihren Eindrücken. Darüber hinaus werden sowohl Initiativen in ihren Anfangsphasen, als auch ein bereits erfolgreich durchgeführtes Projekt zum Engagement deutscher Unternehmen im ostafrikanischen Wassersektor vorgestellt. Das Programm und weitere Informationen erhalten Sie [hier](#). (ko)

■ Konferenz zum Thema „Effiziente Entsorgungs- und Recyclingkonzepte unter Einbindung des informellen Sektors“

German RETech Partnership e. V.

Veranstaltungsort: Steigenberger Hotel Berlin, Los-Angeles-Platz 1, 10789 Berlin

9. und 10. November 2017

Im Rahmen der „Exportinitiative Umwelttechnologien“ des Bundesministeriums für Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) richtet die German RETech Partnership eine Konferenz aus, die sich mit der Rolle des informellen Sektors in Abfallwirtschaftssystemen insbesondere von Schwellen- und Entwicklungsländern befasst.

Ziel der Konferenz ist die Wissensvermittlung über die vorhandenen Strukturen und Arbeitsweisen des informellen Sektors und der Austausch zwischen den Akteuren der deutschen Abfallwirtschafts- und Recyclingbranche sowie Vertretern öffentlicher Institutionen sowie den internationalen Referenten und Teilnehmern. Anhand der vorgestellten Ansätze der Einbindung des informellen Sektors bei der Entwicklung grüner und nachhaltiger Technologien und Infrastrukturen sollen Potenziale und Möglichkeiten für die Abfallwirtschaft diskutiert werden. Hierdurch soll auch ein Beitrag zur Vorbereitung von abfallwirtschaftlichen Projekten und Investitionen in Ländern mit informellem Sektor geleistet werden. Die in Kooperation mit der GIZ durchgeführte internationale Konferenz zum Thema „Effiziente Entsorgungs- und Recyclingkonzepte unter Einbindung des informellen Sektors“ wird unter Beteiligung deutscher Wirtschaftsvertreter, hochrangiger Vertreter aus relevanten Regionen und deutscher Ministerien und Institutionen durchgeführt.

Das Programm und weitere Informationen zur Konferenz können Sie [hier](#) abrufen. (ko)

Service

Hinweise für Anlagenbetreiber

■ DIHK-Merkblatt Kleine PV-Anlagen

Der DIHK hat ein Merkblatt für Besitzer oder Investoren in kleine PV-Anlagen erstellt. Das Blatt beinhaltet unter anderem Hinweise zum rechtlichen Rahmen, Stromspeichern, Reinigung und Wartung, Versicherung, steuerlichen Fragen und IHK-Mitgliedschaft. Es kann [hier](#) heruntergeladen werden. (Bo)

Angebot alternativer Antriebe steigt

■ DIHK-Merkblatt zu Antriebsoptionen für gewerbliche Fahrzeuge

Die Diskussion um Fahrverbote und die Diesel-Technologie hat viele Unternehmen bei der Wahl geeigneter Antriebsarten verunsichert. Dieses Merkblatt bietet einen kurzen Überblick über verschiedene insbesondere alternative Antriebsarten. Behandelt werden auch die Fragen zu Eintauschprämien und Verbotrisiken für neue Dieselfahrzeuge.

Das Merkblatt kann [hier](#) heruntergeladen werden. (tb, HAD)

■ **Aufzeichnung der Webinare zum Speichereinsatz und zur Abwärmenutzung nun verfügbar**

Können online abgerufen werden

Am 16. Oktober 2017 veranstaltete der DIHK zusammen mit dem BVES ein Webinar zum Thema Speichereinsatz in Unternehmen und die Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (MIE) ein weiteres zur Abwärmenutzung. Von den Webinaren sind nun Aufzeichnungen unter den folgenden Links verfügbar.

[Webinar "Speichereinsatz im Unternehmen"](#)

[Webinar „Abwärmenutzung in Unternehmen“](#) (JPV)

Redaktion: Dr. Sebastian Bolay (Bo), Jakob Flechtner (Fl), Mark Becker (MBe), Till Bullmann (tb), Julian Schorpp (JSch), Hauke Dierks (HAD), Lina Matulovic (LM), Stefan Kohlwes (ko), Jan-Peter Vasiliadis (JPV), Christoph Petri (pet), Dr. Armin Rockholz (AR).