

Ausgabe April 2018

INHALT

EDITORIAL	2
Die Reform der EU-Gasrichtlinie schadet dem Energiemarkt in Europa.....	2
INTERNATIONAL	3
IEA: Weltweite CO ₂ -Emissionen 2017 gegenüber 2016 gestiegen.....	3
EUROPA	4
EU-Kommission veröffentlicht Studie zur Zukunft des EU-Gasmarktes.....	4
Erdgas: Regulierungsbehörden präsentieren Studie zur Zukunft des Energieträgers.....	5
Nord Stream 2: Europaparlament unterstützt Änderung der Gasrichtlinie	7
Nord Stream 2: Neue Regeln für Gasimportpipelines mit internationalem Recht unvereinbar	8
Stromhandel: Brüssel untersucht Beschränkungen zwischen Deutschland und Dänemark.....	9
Neue Regeln für die gesamte EU im „Energie-Winterpaket“	9
Europäische Verteilnetzbetreiber: Vorschläge zur Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen	10
Ausschreibung: EU-Förderung für grenzüberschreitende Energieinfrastrukturprojekte	11
Brexit: Britische Regierung strebt Verbleib im ETS bis 2020 an	11
14 europäische Umweltminister plädieren für „klimafreundlichere“ EU-Finanzplanung	12
Erneuerbare Energien: Europäische Kommission aktualisiert Folgenabschätzung	12
Young Energy Europe – Kickoff in Budapest und Athen	13
BUND	13
Bundesrat setzt sich für KWK-Eigenversorgung ein	13
Clearingstelle veröffentlicht Arbeitsausgabe des KWKG	13
Kohlekraftwerke in Sicherheitsbereitschaft noch ohne Einsatz.....	14
Dezentrale Energiewende braucht Netzausbau	15
Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur starten Monitoring Energie 2018.....	15
Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte.....	16
OLG kippt Festlegung der BNetzA zu Eigenkapitalzinsen im Rahmen der Anreizregulierung	16
Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung	16
Klimaschutz und Energie im neuen deutsch-französischen Élysée-Vertrag	17
Bestimmung der Fahrzeugemissionen: EU-Kommission will Berechnungsmethode ergänzen.....	17
RoHS-Richtlinie: EU-Kommission stimmt Verlängerung von Ausnahmen für Blei zu.....	18
Bestellungsvoraussetzungen für das Sachgebiet Verdunstungskühlanlagen, Kühltürme und Nassabscheider verabschiedet	19
Naturnahe Gestaltung des Firmengeländes: Die Provinzial Rheinland in Düsseldorf	19
Energie-Scouts im Jahrbuch Nachhaltigkeit 2018	20
VERANSTALTUNGEN	20

Die Reform der EU-Gasrichtlinie schadet dem Energiemarkt in Europa

Der Paukenschlag aus Brüssel ertönte im November letzten Jahres. Die EU-Kommission erklärte, die Anwendung der Binnenmarktregeln auf Pipelines ausweiten zu wollen, die Erdgas in die EU transportieren. Importleitungen aus Drittstaaten wären dann denselben Regeln unterworfen wie Erdgasleitungen innerhalb des europäischen Binnenmarktes. Beispielsweise müssten Betreiber es interessierten Lieferanten erlauben, die Infrastruktur zu nutzen (Netzzugang Dritter). Auch die Regeln zur Entgeltregulierung, eigentumsrechtlichen Entflechtung und Transparenz müssten eingehalten werden. Der Industrieausschuss des Europaparlaments hat sich dem inzwischen mehrheitlich angeschlossen. Der Rat der Europäischen Union, als Legislativvertretung der Mitgliedsstaaten, hat sich noch nicht positioniert.

Die Kommission führt an, mit ihrem Vorschlag eine allgemeine Regelungslücke schließen zu wollen. Es geht aber sicher auch darum, auf den politisch kontroversen Bau der Pipeline Nord Stream 2 Einfluss zu nehmen. Kurz zuvor war die Kommission mit dem Vorhaben gescheitert, auf Grundlage einer umstrittenen juristischen Begründung ein Mandat zur Verhandlung mit Russland über die Regulierung von Nord Stream 2 zu erhalten. Auch im aktuellen Fall der Änderung der Gasrichtlinie wird die Vereinbarkeit mit geltendem Recht selbst innerhalb der europäischen Institutionen bezweifelt. Der juristische Dienst des Rats kommt jedenfalls in einem Gutachten zu dem Schluss, dass die geografische Ausweitung des Anwendungsgebietes der Richtlinie nicht mit internationalem Recht vereinbar ist und Teile des Vorschlags allgemeinen EU-Rechtsprinzipien wie der einheitlichen Anwendung widersprechen.

Jenseits der Politisierung von Investitionen in die europäische Gasversorgung könnten sich die Vorschläge von EU-Kommission und -Parlament zur Ausdehnung der EU-Kompetenz als Bumerang erweisen, die Europa grundsätzlich für Investitionen in gewerbliche Pipeline-Projekte unattraktiv machen. In Staaten außerhalb der Union sind es meist Exportmonopolisten oder zumindest stark marktbeherrschende (Staats-)Unternehmen, die das Gas nach Europa liefern. Diese grundsätzlich mit Unbundling-Vorgaben zu belegen, würde entweder zu einer Reihe von schwer kalkulierbaren Ausnahmen führen müssen oder zu einem sinkenden Interesse an mehr Gasimporten nach Europa. Genau dies und daraus erwachsende Versorgungsprobleme für Wirtschaft und private Haushalte befürchten auch europäische Verbände und Unternehmen, die den Kommissionsvorschlag kritisch beurteilten.

Dabei überdeckt die aktuell noch sehr komfortable Versorgungssituation, dass die in der EU rasch sinkende Gasproduktion den Importbedarf weiter ansteigen lässt, um die Nachfrage von Unternehmen und privaten Haushalten zu decken. In den nächsten 20 Jahren ist mit einem Rückgang der heimischen Produktion um rund 50 Prozent zu rechnen. Diese Entwicklung wird durch weitere zu erwartende Produktionsrückgänge in den Niederlanden beschleunigt, wo für das Groningen-Feld aufgrund vermehrt auftretender Erdbeben mit weiteren Produktionsbeschränkungen zu rechnen ist. Nennenswerte neue Förderstätten, die mit Fracking-Technologie operieren, sind aktuell in vielen EU-Ländern keine Option.

Die entstehende Lücke wird in diesem Zeitraum nicht durch sinkende Verbräuche zu kompensieren sein. Jahrelang war Konsens unter Experten, dass der Gasbedarf bis 2030 signifikant sinkt. Inzwischen erscheinen diese Prognosen überholt. So tragen die europaweit ins Rollen kommende Reduzierung der Kohleverstromung, das Wiedererstarken der europäischen Industrie und die robuste private Nachfrage nach Heizenergie die Verbräuche von Erdgas wieder nach oben.

Mehr Importe werden also notwendig sein und sind nur durch eine funktionsfähige und weiter auszubauende Infrastruktur zu gewährleisten. Dazu können bestehende und weitere geplante LNG-Terminals ihren Beitrag leisten und Europas Wirtschaft vom dynamischen Weltmarkt für Flüssigerdgas profitieren lassen. Angesichts der benötigten Mengen und der erheblichen Preisvolatilität von LNG ist eine Ergänzung um einzelne Pipeline-Projekte dennoch ratsam, um die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie nicht durch steigende Preise oder fehlende Versorgung zu gefährden.

Nicht zuletzt ist der Versuch der EU-Kommission, über eine EU-Richtlinie ein spezifisches Infrastrukturprojekt aus politischen Gründen aufzuhalten, aus ordnungspolitischer Sicht kritisch zu beurteilen. Dies gilt besonders im Lichte der fehlenden Folgenabschätzung. Aus Sicht der Wirtschaft ist es ratsamer, die energiepolitischen Anstrengungen der EU auf die weitere Vertiefung des Gasbinnenmarktes zu konzentrieren, die in den letzten zehn Jahren weit vorangeschritten ist. Dieser Markt ist der Ort, wo der Wettbewerb zwischen den Lieferanten zu gewährleisten ist und damit eine günstige sowie sichere Gasversorgung für die Unternehmen sichergestellt werden sollte. Die angekündigte Reform des Gasmarkts im Jahr 2020 bietet die entsprechende Gelegenheit hierfür. (tb, JSch)

INTERNATIONAL

IEA: Weltweite CO₂-Emissionen 2017 gegenüber 2016 gestiegen

Die globalen energiespezifischen CO₂-Emissionen sind nach dreijähriger Konstanz erstmals wieder in 2017 gegenüber 2016 um 1,5 % gestiegen und erreichten ein historisches Niveau von 32,5 Gigatonnen. Dies zeigen von der Internationalen Energieagentur (IEA) im März 2018 [veröffentlichte Zahlen](#). Ursächlich ist dies weltweit auf ein robustes Wachstum von 3,7 %, niedrige Ölpreise und schwache Energieeffizienz zurückzuführen. Gleichzeitig stieg die globale Energienachfrage im gleichen Zeitraum um 2,1 %.

Insgesamt werden rund zwei Drittel der globalen Zunahme in Asien emittiert (China plus 1,7 %). In der EU stiegen die CO₂-Emissionen um 1,5 %, während sie z. B. in Großbritannien um 3,8 % zurückgingen.

Bemerkenswert ist der weltweit stärkste CO₂-Rückgang in den USA, der ein Drittel der Minderung ausmacht. Verursacht wurde er durch einen beträchtlichen Anstieg bei den erneuerbaren Energien auf 17 % landesweit, einen Kernenergieanteil von 20 % und eine niedrigere Stromnachfrage.

In Japan gingen die CO₂-Emissionen um 0,5 % zurück - ursächlich aufgrund höheren Stroms aus erneuerbaren Energien und einem Ersatz von Kohle durch Kernenergie.

Aus dem ebenfalls vorgelegten [Weltenergieausblick 2017](#) (World Energy Outlook 2017) ist folgendes festzuhalten:

1. Strukturell zeichnen sich vier große Entwicklungen ab:

- Eine rasche Verbreitung sauberer Energietechnologien und deren sinkende Kosten. 2016 expandierten die Photovoltaikkapazitäten stärker als alle anderen Formen der Stromerzeugung. Seit 2010 sind die Kosten neuer Photovoltaikanlagen um 70 % gesunken.
- Die wachsende Bedeutung der Elektrizität im Energiemix. 2016 waren die weltweiten Verbraucherausgaben für Strom fast genauso hoch wie die für Mineralölerzeugnisse.
- Die Umorientierung hin zu einer stärker dienstleistungsorientierten Wirtschaft und einem sauberen Energiemix in China, dem weltgrößten Energieverbraucher.
- Die ungebrochene Stärke von Schiefergas und Schieferöl in den Vereinigten Staaten, die deren Position als weltgrößter Öl- und Gasproduzent trotz niedrigerer Preise festigt.

2. Die traditionelle Unterscheidung zwischen Energieerzeugern und Energieverbrauchern verwischt zunehmend. Als eine neue Gruppe rücken großer Entwicklungsländer, an deren Spitze Indien steht, in eine zentrale Position.

3. Der weltweite Energiebedarf steigt - selbst mit einem New Policies Szenario (aktuelle Politik mit angekündigten Plänen) - zwischen heute und 2040 immer noch um 30 % - was einer Erhöhung des heutigen weltweiten Verbrauchs um ein weiteres China und ein weiteres Indien entspricht. Zentrale Annahmen sind: jährliches Wachstum der Weltwirtschaft um 3,4 %, Steigerung der Weltbevölkerung von 7,4 Mrd. heute auf über 9 Mrd. im Jahr 2040 und ein Verstädterungsprozess, durch den sich die Zahl der weltweit in Städten lebenden Menschen alle 4 Monate um den Umfang einer Stadt der Größe von Shanghai erhöht. Den stärksten Beitrag zum Verbrauchswachstum hat Indien mit fast 30 %.

4. Im New Policies Szenario erfolgt eine radikale Veränderung der Art und Weise, wie der steigende Energiebedarf gedeckt wird – angeführt von Erdgas, der raschen Expansion der erneuerbaren Energien und Energieeffizienz. Seit 2000 sind die Kohleverstromungskapazitäten um fast 900 Gigawatt (GW) gestiegen. Der Nettozubau zwischen heute und 2040 beträgt indessen nur 400 GW.

5. Die Elektrizität ist weltweit die wachsende Kraft im Endenergieverbrauch. Auf sie entfallen 40 % des weltweiten Anstiegs des Endenergieverbrauchs bis 2040 – genauso viel wie auf Öl während der letzten 25 Jahre. Die Zahl der Stromkunden steigt infolge der Ausweitung des Zugangs zu Elektrizität weltweit um 45 Mio. jährlich. Das Ziel eines universellen Zugangs zu Strom bis 2030 ist damit jedoch noch nicht erreicht

6. Wenn sich China verändert, ändert sich alles. China tritt in eine neue Phase seiner Entwicklung ein mit Augenmerk der Energiepolitik auf Strom, Erdgas sowie saubere, hocheffiziente und digitale Technologien.

7. Dank einer beachtlichen Fähigkeit, neue Vorkommen kosteneffizient zu erschließen, erreicht die Öl- und Gasförderung der Vereinigten Staaten insgesamt ein um 50 % höheres Niveau, als je zuvor von einem anderen Land erzielt wurde. Ende der 2020er Jahre werden die Vereinigten Staaten, die bereits jetzt Nettogasexporteur sind, auch Nettoexporteur von Öl sein.

8. Trotz der jüngsten Stabilisierung nehmen die weltweiten energiebedingten CO₂-Emissionen im New Policies Szenario bis 2040 leicht zu. Diese Entwicklung reicht bei weitem nicht aus, um schwerwiegende Folgen des Klimawandels zu vermeiden.

9. Vor diesem Hintergrund ist die nächste UN-Klimakonferenz (COP 24) Ende dieses Jahres in Kattowitz (Polen) von Bedeutung, denn dort wird über die Verbindlichkeit der nationalen Reduktionsmaßnahmen entschieden werden. (AR)

EUROPA

EU-Kommission veröffentlicht Studie zur Zukunft des EU-Gasmarktes

Die EU-Kommission hat die „Quo vadis“-Studie zur künftigen Regulierung des EU-Gasmarktes veröffentlicht. Danach funktioniert der Gasmarkt deutlich besser als noch vor einigen Jahren. Bestehende Preisunterschiede werden großteils auf bestehende Marktbarrieren wie Netzentgelte zurückgeführt. Der Bericht empfiehlt, ein EU-einheitliches Entry-Netzentgelt zu prüfen und mehr Kapazitäten für kurzfristige Buchungen zu öffnen.

Der 300-seitige Bericht kommt zu folgenden Ergebnissen:

Funktionsfähigkeit des Binnenmarktes für Erdgas

Nach Auffassung der Studienautoren hat sich die Funktionsfähigkeit in den letzten Jahren verbessert. Die Liquidität der Großhandelsmärkte ist gestiegen, entsprechend auch die Wettbewerbsintensität. Abstriche bei diesem Befund gibt es nur für einzelne Staaten in Ost- und Südosteuropa. Die Preisunterschiede zwischen den Handlungspunkten haben merklich abgenommen. Verbleibende Unterschiede sind auf Transportkosten, zu geringe Transportkapazitäten oder auch auf die Dominanz einzelner Lieferanten zurückzuführen. Nach Ansicht der Studie werden die Preisunterschiede bedingt durch Transportkosten eher wieder zunehmen. Für die gegenüber den USA höheren Großhandelspreise wird die Konzentration bei den Gaslieferanten von außerhalb der EU verantwortlich gemacht. Zudem wird die Erhebung nationaler Netzentgelte, insbesondere beim Handel über mehrere Marktgebiete, als Handelshemmnis, aber auch als Grund für ein suboptimales Routing von Gasflüssen identifiziert.

Optionen für Weiterentwicklung der Gasmarktregulierung

- Netzentgeltreform: Unterschiedliche nationale Transportentgelte werden abgeschafft und Transportkosten über alleinige Netzentgelte für den Entry in die EU abgebildet. Ein Ausgleichsmechanismus unter EU-Netzbetreibern wird nötig.

- Fusion von Marktgebieten: Grenzüberschreitende Netzentgelte werden mittels länderübergreifender Zusammenlegung von Marktgebieten reduziert.
- Capacity-Commodity Szenario: Dieser Ansatz sieht vor, dass der Anteil von Leitungskapazitäten, für die kurzfristige Buchungen möglich sein müssen, auf 50 Prozent steigt und Importeure mindestens 50 Prozent des Gases am nächstgelegenen Handelspunkt verkaufen müssen.
- Strategische Partnerschaft: Um das perzipierte Problem des dominanten Lieferanten zu adressieren, soll der EU-Gasmarkt mit dem russischen integriert werden.

Die Studie sieht in allen Optionen geringe bis moderate Wohlfahrtssteigerungen. Insbesondere bei Option 2 (Marktgebietsfusion) besteht das Risiko, dass durch notwendigen Leitungsbau Wohlfahrtsgewinne aufgezehrt werden. Szenario 1 hat den Vorteil, dass Transportkostenallokation als Hauptstreitpunkt bei Marktgebietsfusionen vermieden würde. Zudem würden die spezifischen Transportkostennachteile der Ukraine- und Polen-Pipeline gegenüber Nord Stream 2 hier weniger ins Gewicht fallen. Die Studie empfiehlt diese Variante weiter zu prüfen. Szenario 3 hätte insbesondere preissenkende Effekte in weniger liquiden osteuropäischen Märkten ohne dabei Preise in Westeuropa zu erhöhen. Diese Option wird als no-regret-Maßnahme bewertet und direkt zur Umsetzung empfohlen. Das eher hypothetische Szenario 4 könnte ebenfalls senkende Effekte für die Großhandelspreise bedeuten. Diese Partnerschaft wird eher als politische Empfehlung formuliert.

Ein Vertreter der Generaldirektion Energie hat nach Veröffentlichung der Studie erklärt, die Europäische Kommission werde besonders Option 3 in Erwägung ziehen. Die Option Netzentgeltreform müsse auch weiter untersucht werden. Hier sei jedoch zu beachten, dass über die geltenden Netzkodizes aktuell mehr Transparenz geschaffen werde. Die Fusion der Marktgebiete bringe nur wenig Vorteile, weshalb diese Option voraussichtlich nicht weiterverfolgt werde.

DIHK-Bewertung: Alle Optionen würden eine signifikante Veränderung im EU-Binnenmarkt für Gas bedeuten, auch für die Relevanz einzelner nationaler Handelspunkte und Marktgebiete. Reformvorschläge sind zwar nicht vor 2020 zu erwarten, dennoch sollten die Auswirkungen auf die Gasdrehzscheibe Deutschland und die Preise für Unternehmenskunden im Blick behalten werden.

Die Studie und weitere Informationen finden Sie auf der [Internetseite](#) der EU-Kommission. (tb, JSch)

Erdgas: Regulierungsbehörden präsentieren Studie zur Zukunft des Energieträgers

Die Europäische Kommission wird im Jahr 2020 eine Reform der europäischen Regeln für den Gasbinnenmarkt vorschlagen. Vor diesem Hintergrund hat sich nun der Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER) in [einem Bericht](#) zur Zukunft von Erdgas mit eigenen Ideen an die Öffentlichkeit gewandt. Einleitend unterstreichen die Regulierungsbehörden, dass sowohl leitungsgebundenes Gas für Strom und Wärme, wie auch Flüssigerdgas (LNG) und komprimiertes Gas (CNG) für den Transportsektor in den analysierten Verbrauchsszenarien in Zukunft eine zentrale Rolle spielen. Zudem könne Erdgas durch erneuerbar oder synthetisch erzeugtes Methan ersetzt werden, welches die bestehende Gasinfrastruktur weiter nutzt, und dadurch zur kosteneffizienten Erreichung der Klimaziele beiträgt.

CEER empfiehlt u. a. die Zusammenlegung der Märkte voranzutreiben, eventuell über eine neue verbindliche EU-Regulierung. Die Reform der Struktur der Netzentgelte und der Abschreibungsregeln wird ebenfalls vorgeschlagen, um im Falle eines sinkenden Gasverbrauchs ausreichende Erlöse für die Fernleitungsbetreiber sicherzustellen. Fernleitungsbetreiber sollten in bestimmten Fällen auch Tankinfrastruktur für Flüssigerdgas (LNG) und komprimiertes Erdgas (CNG) sowie Power-to-Gas-Anlagen betreiben dürfen. Die Einspeisung von erneuerbarem Gas sollte angereizt und eventuell sogar gefördert werden. Schließlich wird auch die bessere Abstimmung des Betriebs und der Planung von Gas- und Strominfrastruktur gefordert.

Der DIHK sieht einige der Empfehlungen, wie die Stärkung des Marktes und der Rechte der Verbraucher, positiv. Die bessere Verzahnung von Strom- und Gasbereich kann die notwendige Sektorkopplung vorantreiben. Bei vielen der Vorschläge, v. a. bezüglich des Umgangs mit der

sinkenden Auslastung von Infrastruktur, sollte jedoch stärker der Nutzen für den Endkunden im Vordergrund stehen. Auch die Entflechtung der Wertschöpfungsketten („unbundling“) als wichtiges Mittel zur Marktliberalisierung sollte weiter als Leitmotiv für die Regulierung gelten.

Märkte

- Ein neuer „Mechanismus“ sollte die Zusammenlegung von Hubs und Märkten vorantreiben, die aktuell von verschiedenen Fernleitungsbetreibern betrieben wird. Es wäre laut CEER bspw. vorstellbar, einen Netzwerkkodex zu verabschieden, der Verfahren für die Zusammenlegung von Hubs vorsieht.
- Die Abstimmung zwischen dem Gas- und Stromsektor sollte sowohl auf operationeller Ebene als auch bei der Planung von Infrastruktur verbessert werden.
- Die Struktur der Netzentgelte sollte eventuell überarbeitet werden, besonders wenn die Gasnachfrage und die Auslastung der Infrastruktur zurückgeht. Vor allem sollte sichergestellt werden, dass Gaskraftwerke und Speicher aufgrund zu hoher Netzentgelte nicht vorschnell stillgelegt werden.
- Maßnahmen könnten notwendig sein, um die Effizienz des Emissionshandels zu verbessern und die Steuerungsfunktion eines CO₂-Preises zur Erreichung der Klimaziele zu stärken.
- Auf der Ebene der Endverbrauchermärkte sollten der Wettbewerb und die Rechte der Endkunden weiter gestärkt werden. Regulierte Preise müssen auslaufen, sobald der Wettbewerb auf den Märkten funktioniert, wobei der Schutz von einkommensschwachen Kunden gewährleistet sein muss. Für den Fall, dass regulierte Endpreise bestehen bleiben, müssen diese die tatsächlichen Kosten widerspiegeln und dürfen die Entwicklung des Wettbewerbs auf dem Endkundenmarkt nicht behindern.
- Maßnahmen zum Aufbau von Tankinfrastruktur scheinen notwendig, um die Nutzung von LNG und CNG im Transportbereich zu fördern.
- Erneuerbare Gase können durch verschiedene Anreize auf nationaler Ebene gefördert werden. Erwähnt werden Einspeisetarife, steuerliche Begünstigungen und Investitionsförderungen. Dies gilt auch für den Kauf gasbetriebener Fahrzeuge.

Infrastruktur

- Da in manchen Szenarien mit einer sinkenden Gasnachfrage gerechnet wird, sollten für Infrastruktur eventuell flexiblere Ansätze bei der Abschreibung in Betracht gezogen werden. So sollte es den Besitzern von Infrastruktur möglich sein, die Kosten über die Gebühren und Netzentgelte innerhalb eines kürzeren Zeitrahmens auf die Verbraucher umzulegen, ohne dabei die Nutzung von Gas deutlich unattraktiver werden zu lassen.
- Der Rückbau von Infrastruktur sollte auf EU-Ebene koordiniert werden. Bei grenzüberschreitenden Infrastrukturen sollte jeder Fernleitungsbetreiber für den im eigenen Land befindlichen Abschnitt verantwortlich sein. Auswirkungen auf Nachbarländer, bspw. bezüglich der Versorgungssicherheit, sollten berücksichtigt werden.

CNG und LNG im Transportbereich

- Der Aufbau von Lade- und Transportinfrastruktur kann über den Markt geschehen und bedarf keiner Regulierung. Bei anderen Dienstleistungen wie der Speicherung kann Regulierung notwendig sein.
- Sollten Netzbetreiber auch Dienstleistungen anbieten, die eigentlich über den Markt zur Verfügung gestellt werden können, wie Tankinfrastruktur oder Power-to-Gas-Infrastruktur, müssen Wettbewerbsverzerrungen vermieden werden. Dies könnte erreicht werden, wenn ähnlich wie im Energie-Winterpaket vorgesehen, Netzbetreibern der Besitz und Betrieb von Ladeinfrastruktur nur gestattet wird, solange kein anderer Marktteilnehmer in diesem Bereich tätig werden möchte. Alternativ könnte auch ein „flexiblerer Ansatz“ erwogen werden, der die „Besonderheiten“ und „Vorteile“ einer Einbeziehung der Gasnetzbetreiber mit sich bringen würde, wenn dieser beispielweise den Rollout der Infrastruktur voranbringen und dadurch die Nachfrage nach CNG und LNG steigt.

- Die Politik könnte entscheiden, Tankinfrastruktur durch Steuerbegünstigung und Investitionsbeihilfen zu fördern. Auch öffentliche Investitionen in Forschung und Entwicklung können erwogen werden.

Infrastruktur für erneuerbare Gase

- Der Transport von Wasserstoff über Pipelines sollte eine regulierte Tätigkeit sein.
- Auch für die Speicherung von Wasserstoff könnte eine Regulierung notwendig sein, wenn das Angebot bspw. aufgrund der geologischen Gegebenheiten begrenzt ist.
- Die Regulierungsbehörden sollten den Übergang zu mehr Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz begleiten und lenken. Die technischen Anforderungen an das eingespeiste Gas müssen angepasst werden, mit dem Ziel höhere Wasserstoffanteile im Netz zuzulassen. Auf Ebene des Gastransports könnte es notwendig sein, den Netzwirkkodex zur Interoperabilität und die CEN-Anforderungen an die Gasqualität zu überarbeiten. Die Regulierungsbehörden müssen auch kommerzielle Vereinbarungen und Zugangsbedingungen entwickeln.
- Für die Einspeisung von Biomethan sollten die Regulierungsbehörden klare Anschlussregeln (inkl. Anschlussgebühren, technische Anforderungen, Verantwortlichkeiten für die Produktqualität, Zählung und Komprimierung) festlegen. Die Schaffung von Anreizen zur Einspeisung durch nationale Regulierung durch die Reduzierung von Netzentgelten oder Anschlussgebühren kann auch erwogen werden.

Regulatorische Anreize für Innovation

- Anreize für Innovation und Dekarbonisierung können Teil der Regulierung sein. Die nationalen Regulierungsbehörden sollten jedoch eindeutige Qualifikationskriterien für Projekte festlegen.
- Der Anreiz könnte durch eine spezielle Sondervergütung für die Netzbetreiber gesetzt werden, die einen bestimmten Anteil der erlaubten Erlöse ausmachen könnte. Auch eine kurzfristigere Abschreibung der Projekte könnte erwogen werden, genauso wie eine Prämie zusätzlich zur Mindestrendite.

DIHK-Bewertung

- Die Stärkung des Wettbewerbs und der Rechte der Endverbraucher ist positiv. Mögliche Fusionen von Marktgebieten sollten jedoch immer unter dem Vorbehalt eines positiven Kosten-Nutzenverhältnisses stehen. So können Handelsvorteilen in größeren Marktgebieten höhere Kosten durch erforderlichen Netzausbau gegenüberstehen.
- Eine engere Abstimmung der Entwicklungen im Gas- und Stromsektor ist der Sektorkopplung dienlich.
- Bei einer Erhöhung der Netzentgelte aufgrund kürzerer Abschreibungszeiträume sollte eine unverhältnismäßige Belastung der Endkunden vermieden werden. Geschäftsrisiken dürfen nicht auf den Endkunden abgewälzt werden, da die Investitionsentscheidungen trotz Regulierung von privatwirtschaftlichen Akteuren getroffen werden. Es sollte in Zukunft viel eher darauf geachtet werden, dass der Infrastrukturausbau sich stets am Bedarf orientiert.
- Beim Aufbau der Tank- und Transportinfrastruktur für CNG und LNG sollte soweit wie möglich auf den Markt gesetzt werden. Die Entflechtung von wettbewerblichen Wertschöpfungsstufen und natürlichen Netzmonopolen sollte als Grundprinzip weiter gelten. Ein Ansatz, der mehr Flexibilität bietet als die aktuell diskutierten Regelungen für den Strombinnenmarkt, ist kritisch zu sehen.
- Bei der Innovationsförderung sollte darauf geachtet werden, dass im Falle regulierter Unternehmen keine Verzerrung des Wettbewerbs stattfindet. Innovative Lösungen können generell auch über den Markt bereitgestellt werden. (JSch, tb)

Nord Stream 2: Europaparlament unterstützt Änderung der Gasrichtlinie

Die Europaabgeordneten haben sich am 21. März mit einer großen Mehrheit für die Änderung der EU-Gasrichtlinie ausgesprochen. Ziel des Gesetzesvorschlags der Europäischen Kommission vom

November 2017 ist es, die Realisierung des Pipelineprojekts Nord Stream 2 zu erschweren. Hierzu soll der Anwendungsbereich der Regeln des Erdgasbinnenmarkts auf Gas-Importpipelines ausgeweitet werden.

In einigen Punkten haben die Abgeordneten des Industrieausschusses den initialen Kommissionsvorschlag verschärft. Neue Pipelineprojekte, die die EU mit einem Drittland verbinden, das mit EU-Sanktionen belegt ist, sollen von der Europäischen Kommission nicht von der Anwendung der Binnenmarktregeln ausgenommen werden können. Dies würde die Kommission dazu zwingen, Nord Stream 2 von der Anwendung der Binnenmarktregeln keinesfalls auszunehmen – vorausgesetzt die Regeln träten wie vom Parlament gefordert in Kraft und die Wirtschaftssanktionen bestünden zum gegebenen Zeitpunkt noch.

Zudem soll die Dauer aller Ausnahmegenehmigungen laut Parlament auf fünf Jahre begrenzt werden. Eine Genehmigung soll schließlich nicht erteilt werden dürfen, wenn der Betrieb der Pipeline der „Diversifizierung“ und „Versorgungssicherheit“ der EU schadet.

Damit die Regeländerung in Kraft tritt, müssen sich die Parlamentarier mit dem Rat der EU einigen. Letzterer ist aktuell jedoch noch weit von einer Positionierung entfernt. Ein vor kurzem veröffentlichtes Rechtsgutachten des juristischen Dienstes des Rats kommt zu dem Schluss, der Vorschlag der Kommission sei mit internationalem Recht nicht vereinbar.

Nord Stream 2 ist eine Pipeline, die von Russland über die Ostsee nach Nordostdeutschland führt. Europäische Unternehmen aus Deutschland, Frankreich, Österreich und den Niederlanden beteiligen sich als Investoren gemeinsam mit Gazprom an der Finanzierung. In Deutschland wurden bereits mehrere Genehmigungen für den Bau erteilt.

DIHK-Bewertung: Der DIHK unterstützt die [Forderung seines europäischen Dachverbands Eurochambres](#) nach einer vollumfänglichen Folgenabschätzung, die die Europäische Kommission nicht vorgelegt hat. Bisher ist selbst der Regulierungsbedarf für Importpipelines nicht bewiesen. Aus ordnungspolitischer Sicht ist zu beanstanden, dass über eine Reform allgemeiner Marktregeln gezielt der Bau eines spezifischen Infrastrukturprojekts verhindert werden soll. Die EU sollte zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit viel eher die in einigen Teilen Europas noch nicht abgeschlossene Integration der Gasmärkte vorantreiben. Hierzu werden im ersten Halbjahr 2020 konkrete Vorschläge der Kommission erwartet. (JSch)

Nord Stream 2: Neue Regeln für Gasimportpipelines mit internationalem Recht unvereinbar

Im vergangenen November hat die Kommission eine Änderung der Richtlinie für den EU-Erdgasbinnenmarkt aus dem Jahr 2009 vorgeschlagen. Ziel ist die Ausweitung der dort festgelegten Regeln für grenzüberschreitende Gaspipelines innerhalb des EU-Binnenmarktes (Interkonnektoren) auf Pipelines, die zur Einfuhr von Gas aus Nicht-EU-Ländern dienen (Importpipelines). Betroffen wären alle bestehenden und zukünftigen Importpipelines, die innerhalb der EU-Grenzen, in den Hoheitsgewässern von EU-Küstenstaaten oder den ausschließlichen Wirtschaftszonen (AWZ) verlaufen.

Dieser Vorschlag steht vor dem Hintergrund des Projektes Nord Stream 2, dem Bau einer zweiten Pipeline in der Ostsee für Gastransporte von Russland nach Norddeutschland. Die EU-Kommission spricht sich gegen das Projekt aus, hat derzeit aber keine rechtliche Handhabe. Die vorgeschlagene Regeländerung würde die Umsetzung durch die dann geltenden Auflagen für Importpipelines, u. a. hinsichtlich der eigentumsrechtlichen Entflechtung und des Netzzugangs Dritter, erheblich erschweren. Über eine mögliche Befreiung von den Vorgaben würde die EU-Kommission letztlich entscheiden.

Der Juristische Dienst des Rats der EU hat die Vereinbarkeit des Vorschlags mit geltendem internationalem Seerecht, wie im Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen (UNCLOS) festgeschrieben, geprüft. Das Rechtsgutachten kommt zu dem Schluss, dass die eingeschränkte rechtliche Zuständigkeit der EU-Küstenstaaten in der AWZ nicht ausreicht, um den dortigen Betrieb von Pipelines zu regulieren, insofern diese die AWZ lediglich durchqueren.

UNCLOS legt die Nutzungsrechte fest, die alle Staaten in Bezug auf die AWZ haben. Hierzu gehört u. a. das Verlegen von unterseeischen Leitungen. Nur in spezifischen Bereichen, wie dem

Umweltschutz und dem Abbau von Ressourcen, ist der jeweilige Küstenstaat ermächtigt, die Nutzung der AWZ durch andere Staaten zu regulieren.

Aus Sicht des DIHK verdeutlichen die Ergebnisse des Gutachtens, wie wichtig eine umfassende Folgenabschätzung im Vorfeld gewesen wäre. Eine solche wird auch vom europäischen Kammerdachverband [Eurochambres gefordert](#). Grundsätzlich sieht der DIHK derzeit keinen Regulierungsbedarf auf EU-Ebene für Importpipelines. Zur Sicherung einer stabilen und preisgünstigen Gasversorgung der EU sollte die Integration des Gasbinnenmarktes vorangetrieben werden. (JSch, JG)

Stromhandel: Brüssel untersucht Beschränkungen zwischen Deutschland und Dänemark

Die Europäische Kommission hat am 19. März [angekündigt](#), eine förmliche Untersuchung der Beschränkung des grenzüberschreitenden Stromhandels zwischen Deutschland und Dänemark durch den größten deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) TenneT einzuleiten.

Die Brüsseler Wettbewerbsbehörde gibt an untersuchen zu wollen, ob diese ein Verstoß gegen die EU-Kartellrechtsvorschriften darstellt. Hierzu wurde TenneT eine vorläufige Bewertung übermittelt.

TenneT betont [in einer Pressemitteilung](#), dass der Prozess und die Methoden für die Berechnung der verfügbaren Kapazität im EU-Recht verankert sind und von den nationalen Regulierungsbehörden bestätigt wurden. Zudem würden sie von allen europäischen ÜNB genutzt, um mit Netzengpässen an Grenzkuppelstellen umzugehen, wodurch das eingeleitete Verfahren einen Präzedenzfall schaffe.

Gleichzeitig laufen seit Monaten Gespräche mit der Europäischen Kommission, um deren Bedenken auszuräumen. TenneT hat der Brüsseler Behörde nach eigenen Angaben u. a. vorgeschlagen, das seit Mitte 2017 bestehende koordinierte Handelsprogramm auszuweiten. Dieser Verpflichtungsvorschlag soll, so Tennes weiter, nun durch die Kommission anderen Marktteilnehmern zur Bewertung vorgelegt werden. Das Programm sieht in seiner aktuell gültigen Fassung vor, die für den Stromhandel zur Verfügung stehende Kapazität u. a. durch sogenannte Gegengeschäfte (Engl.: „Countertrading“) schrittweise von 400 MW im November 2017 auf 1100 MW im Jahr 2020 anzuheben. Im Jahr 2016 standen laut dänischem Energieministerium lediglich 200 MW zur Verfügung. Nach dem Markttest kann die Europäische Kommission eine verbindliche Entscheidung treffen.

Im Jahr 2010 endete ein [ähnliches Verfahren](#) gegen den schwedischen Übertragungsnetzbetreiber Senvska Kraftnät mit einer Verpflichtung zur Aufteilung der einheitlichen Stromgebotszone. Senvska Kraftnät hatte nach Ansicht der Europäischen Kommission über mehrere Jahre hinweg als Reaktion auf interne Netzengpässe den grenzüberschreitenden Handel mit den über Grenzkuppelstellen verbundenen Nachbarstaaten eingeschränkt. In Deutschland untersagt die Stromnetzzugangsverordnung es den ÜNB, die einheitliche Stromgebotszone durch die Einführung einer Kapazitätsvergabe einseitig aufzuteilen. Ein Vertreter der Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission hat zudem nach der Eröffnung der förmlichen Untersuchung zu verstehen gegeben, dass die Situation in Schweden und Deutschland nicht vergleichbar sei.

Neue Regeln für die gesamte EU im „Energie-Winterpaket“

Jede Lösung für den Fall des deutschen ÜNB TenneT würde eine Zwischenlösung darstellen, da im Rahmen des Energie-Winterpakets aktuell über eine neue, allgemein gültige Regelung für die gesamte EU verhandelt wird. So fordern aktuell sowohl das Europäische Parlament als auch der Rat in der Strombinnenmarkt-Verordnung festzulegen, dass bis zum Jahr 2025 schrittweise mindestens 75 % der Übertragungskapazität zwischen den Mitgliedsstaaten für den grenzüberschreitenden Handel mit Strom zur Verfügung gestellt werden müssen. Wird dieses Zielniveau durch den nötigen Netzausbau nicht erreicht, müssen die Übertragungsnetzbetreiber auf Redispatch (gezielte Anpassung der Einspeisung von Kraftwerken vor und hinter Netzengpässen) zurückgreifen. Die Kosten hierfür werden über die Netzentgelte auf die Endverbraucher umgelegt.

Die Forderungen der EU-Gesetzgeber verbessern nach Ansicht des DIHK den initialen Kommissionsvorschlag, da sich eine Aufteilung des deutschen Strommarkts in mehrere Preiszonen vermeiden ließe. Gleichzeitig muss darauf geachtet werden, dass die zu erwartenden

Kosten für den Redispatch die deutschen Endkunden nicht über Gebühr belasten. Das Ziel der Förderung des grenzüberschreitenden Handels muss unter den Vorbehalt der Wirtschaftlichkeit gestellt werden. Entscheidend wird jedoch vor allem sein, dass Deutschland den Netzausbau beschleunigt, um den Bedarf an zusätzlichem Redispatch möglichst gering zu halten. (JSch)

Europäische Verteilnetzbetreiber: Vorschläge zur Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen

Die europäischen Verbände für Verteilnetzbetreiber haben Leitfäden für den Einsatz von Flexibilitäten im Strom- und Gasnetz vorgelegt. Damit verbunden ist die Forderung, Netzbetreibern den Betrieb von Speichern und Power-to-Gas-Anlagen zu erlauben. Nach aktueller Gesetzeslage und auch nach aktuellem Stand der Verhandlungen zum EU-Winterpaket wird dem Markt als Anbieter von Flexibilitäten Vorrang gegenüber dem Betrieb durch Netzbetreiber gegeben.

Die europäischen Verbände der Verteilnetzbetreiber (GEODE, EDSO for Smart Grids, CEDEC und Eurelectric) haben am 28. Februar 2018 unter dem Titel „Flexibility in the Energy Transition“ jeweils einen Forderungskatalog für den [Gassektor](#) und den [Stromsektor](#) vorgelegt. Ausgangspunkt sind für die beteiligten Verbände die umfassenden Anpassungen, die in den Verteilnetzen erforderlich sind, um Dekarbonisierung und Energiewende möglichst kosteneffizient umzusetzen. Sie fordern eine neue Rolle der Verteilnetzbetreiber (VNB), die in allen künftigen Energiemarktgesetzgebungen berücksichtigt werden soll. Über eine stärkere Zusammenarbeit der Netzbetreiber soll ein Beitrag zur Sektorkopplung geleistet werden. Besonders betont wird die Speicherfunktion des Gasnetzes zum Ausgleich einer zunehmend volatilen Stromerzeugung (mittels Power-to-Gas). Grundlegend für ein verbessertes Flexibilitätsmanagement sei der Aufbau von Smart Grids.

Für den Stromsektor wird gefordert:

- Als Teil ihres aktiven Systemmanagements sollen VNB für ihr Netz die zentrale Kontrolle zur Koordinierung von Flexibilitäten erhalten und ggf. den Abruf von in ihrem Netz angeschlossenen Flexibilitäten durch Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) oder andere Marktteilnehmer blockieren können. Für die Koordinierung der Netzbetreiber wird eine kaskadierte Zusammenarbeit vorgeschlagen.
- VNB sollen selbst Betreiber von Flexibilitäten sein dürfen, um die Kapazität ihrer Netze zu optimieren. Sie sollen bei der Wahl ihrer Betriebsmittel frei sein (Technologieoffenheit), vorausgesetzt diese sind kosteneffizient und führen nicht zu Marktverzerrungen. Vorrang sollen Marktlösungen haben, wenn dies effizienter ist. VNB soll aber erlaubt werden, Betriebsmittel zur Flexibilisierung (insbesondere Speicher), die allein für Netzsystemdienstleistungen eingesetzt werden, selbst zu besitzen.
- Die Entwicklung neuer Netzentgeltstrukturen, die mehr leistungsorientiert sind und Anreize für Netzdienlichkeit bieten, soll unterstützt werden.
- Das parallele Anbieten und Aktivieren von zum Netzmanagement und ggf. anderen Zwecken genutzten Flexibilitätsoptionen soll regulatorisch und über den Austausch von Informationen verhindert werden.
- Angebote von Flexibilitätsprodukten zum Engpassmanagement sollen Standortinformationen beinhalten, um nach den örtlichen Gegebenheiten eingesetzt werden zu können.
- Ein gemeinsames Format zum Datenaustausch zwischen ÜNB, VNB und relevanten Netzkunden soll abgestimmt und eingesetzt werden.

Für den Gassektor wird gefordert:

- Die Forschung und Entwicklung gasbasierter Technologien, die Flexibilität anbieten können, soll vorangetrieben werden (u. a. Biomethan, Wasserstoff, Mikro-KWK) und für die VNB sollen Anreize für Innovations- und Forschungsprojekte gesetzt werden.
- Das Angebot von Flexibilitäten durch Power-to-Gas- und KWK-Anlagen soll stärker angereizt, ihre Rolle als Flexibilitätsanbieter anerkannt werden.
- Eine aktivere Rolle der VNB beim Management von Flexibilitäten soll regulatorisch berücksichtigt werden.

Die Forderungen der europäischen VNB-Verbände gehen teilweise über den aktuellen Verhandlungsstand des EU-Winterpaketes hinaus. Dies gilt insbesondere für Betrieb und Eigentum von Speichern und Power-to-Gas-Anlagen, was nur unter strengen Voraussetzungen erlaubt sein soll. Entsprechend hat sich die EU-Kommission bei der Vorstellung der Forderungskataloge in Brüssel zurückhaltend geäußert. Auch aus Sicht des DIHK können Speicher im Besitz der Netzbetreiber im Konflikt zu den Prinzipien der Entflechtung nach dem dritten Energiebinnenmarktpaket stehen. (FI)

Ausschreibung: EU-Förderung für grenzüberschreitende Energieinfrastrukturprojekte

Am 19. März hat die Europäische Kommission eine Ausschreibung zur finanziellen Förderung von Projekten in den Bereichen Elektrizität, intelligente Stromnetze, landesübergreifende Kohlendioxidnetzwerke sowie Gasinfrastruktur eröffnet. Zur Verfügung steht ein Gesamtfördervolumen von 200 Millionen Euro im Rahmen der Fazilität „Connecting Europe“ (CEF). Bewerbungsfrist ist der 26. April.

Die CEF ist eines der Hauptförderinstrumente der EU zur transeuropäischen Infrastrukturentwicklung in den Bereichen Transport, digitale Dienstleistungen und Energie. Für den Zeitraum 2014 - 2020 sind allein im Energiebereich 4,7 Milliarden Euro an Fördergeldern vorgesehen, von denen in den vergangenen vier Jahren bereits 2,5 Milliarden zugeteilt wurden.

Bis zum 26. April können Projekte, bei denen es sich sowohl um Studien als auch um Baumaßnahmen handeln kann, an der [Ausschreibung](#) teilnehmen. Um förderfähig zu sein, muss ein Projekt auf der [aktuellen EU-Liste](#) der sog. „Projects of Common Interest“ (PCIs) stehen. PCIs sind Infrastrukturvorhaben, welche entscheidend zur Erreichung gemeinschaftlicher EU-Ziele in Energie- und Klimapolitik beitragen. Damit geht einher, dass die Projekte den Ausbau des europäischen Energiebinnenmarktes voranbringen, den Wettbewerb im Markt sowie die Versorgungssicherheit stärken und die EU-Energiewende erleichtern. Außerdem müssen mindestens zwei EU-Länder vom Projektergebnis profitieren.

Die eingereichten Projektvorschläge werden anhand eines Kriterienkataloges bewertet, der bspw. die Reife eines Projekts oder dessen Grad an grenzüberschreitendem Charakter abfragt. Das Ergebnis wird im August bekannt gegeben.

Laut dem aktuellen [Bericht](#) der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden zur Umsetzung von PCIs im Elektrizitäts- und Gasbereich war zwischen Februar 2016 und Januar 2017 eine positive Entwicklung zu verzeichnen: 20 PCIs machten Fortschritte in ihrem Projektstatus. Dennoch gibt es Verbesserungsbedarf. Es kommt weiterhin häufig zu Verzögerungen oder Stagnation bei der Projektumsetzung. (JG)

Brexit: Britische Regierung strebt Verbleib im ETS bis 2020 an

Die britische Regierung strebt einen Verbleib des Vereinigten Königreichs im EU-Emissionshandelssystem (ETS) bis zum Ende der 3. Handelsperiode (Ende 2020) an. Dies hat die Energieministerin Claire Perry bei einer Sitzung des Unterausschusses für EU Energie und Umwelt des House of Lords (Oberhaus des britischen Parlaments) am 21. März 2018 angekündigt. In den letzten Monaten hatte es viele Spekulationen über einen Austritt des Vereinigten Königreichs aus dem ETS im Rahmen des Brexits und die damit verbundenen finanziellen Risiken für am Emissionshandel beteiligte Firmen gegeben.

Anfang der Woche hatte man sich in den Brexit-Verhandlungen auf eine 21-monatige Übergangsperiode nach dem offiziellen Austritt im März 2019 geeinigt, in der das Vereinigte Königreich weiterhin alle EU-Gesetze einhalten muss. Hierzu würde auch die ETS-Richtlinie zählen. Im aktuellen Entwurf des Brexit-Abkommens hat die EU konkrete Regelungen vorgeschlagen, die eine Teilnahme des Vereinigten Königreichs bis Ende 2020 sicherstellen würden. Jedoch gehört der Abschnitt nicht zu den Teilen des Abkommens, für die bereits eine Einigung mit der britischen Regierung erzielt werden konnte. Die Verhandlungen dauern an.

Die EU hat sich bereits Ende letzten Jahres auf eine Änderung der Verordnung zur Festlegung des Unionsregisters geeinigt. Diese soll das ETS vor den Auswirkungen des Brexit schützen. Hierfür ist grundsätzlich vorgesehen, dass britische Zertifikate im Falle eines „hard Brexit“ nicht mehr im ETS gehandelt werden können. Die Sonderbehandlung der britischen Emissionsrechte kann laut

Verordnung jedoch u. a. durch die Einigung auf eine Übergangsperiode abgewendet werden. (JG, JSch)

14 europäische Umweltminister plädieren für „klimafreundlichere“ EU-Finanzplanung

In einem gemeinsamen Schreiben an die europäische Kommission vom 5. März sprechen sich 14 EU-Umweltminister, darunter die deutsche Bundesumweltministerin, für eine Stärkung des Klimaschutzaspekts in der mehrjährigen Finanzplanung der EU aus. Die Unterzeichner des Schreibens sind Mitglieder der Green Growth Group, die sich für eine ehrgeizige EU-Klimapolitik einsetzt.

Seit Verabschiedung des aktuellen mehrjährigen Finanzrahmens der EU in 2013 soll eine „Klimaquote“ für den EU-Haushalt Anwendung finden, die einen Anteil von mindestens 20 Prozent des Budgets für Investitionen mit Klimaschutzbezug vorsieht. Im Jahr 2020 läuft der aktuelle Finanzrahmen nach sieben Jahren aus und neue Verhandlungen stehen kurz bevor. Der entsprechende Legislativvorschlag der europäischen Kommission wird im Mai erwartet.

Die Green Growth Group plädiert [in ihrem Schreiben](#) für die Beibehaltung der 20-Prozent-Klimaquote im neuen EU-Finanzrahmen sowie für die Vereinbarkeit des gesamten Haushalts mit den europäischen Energie- und Klimazielen. Für Deutschland hat die scheidende Umweltministerin Barbara Hendricks den Brief unterzeichnet.

Laut einer [Studie](#) im Auftrag der Europäischen Kommission wird es der EU im kommenden Jahrzehnt an geschätzt 180 Mrd. Euro Investitionen jährlich mangeln, um ihre klimabezogenen Ziele zu erreichen. Die 14 europäischen Umweltminister fordern daher die Stärkung bestimmter Investitionsbereiche, wie der Klimaschutzforschung oder der nachhaltigen Infrastruktur.

Während die Green Growth Group auf eine Beibehaltung der Klimaquote und eine stärkere Überwachung sowie transparente Berichterstattung setzt, erachtet das Europäische Parlament eine Erhöhung der verpflichtenden klimaschutzrelevanten Ausgaben auf 30 % bis spätestens 2027 als notwendig, um dem Pariser Abkommen gerecht zu werden. Dies geht aus einem [Bericht](#) vom Februar hervor, in dem das Parlament außerdem die Vorreiterrolle der EU beim globalen Klimaschutz und der Umsetzung der UN Nachhaltigkeitsziele betont. (JG)

Erneuerbare Energien: Europäische Kommission aktualisiert Folgenabschätzung

In einer kurzen, informellen Analyse (sog. non paper) zeigt die Brüsseler Behörde, wie sich die starke Kostendegression bei den erneuerbaren Energien (EE) im vergangenen Jahrzehnt auf die ursprüngliche Folgenabschätzung zur Reform der EE-Richtlinie auswirkt.

Die ursprüngliche Folgenabschätzung wurde im Rahmen des Energie-Winterpakets im November 2016 vorgelegt. Der EU-Kommission war im Nachhinein vorgeworfen worden, den Schätzungen zu hohe Kosten zugrunde gelegt zu haben.

In der aktualisierten Folgenabschätzung werden die Stromgestehungskosten aus erneuerbaren Energiequellen niedriger angesetzt. Für das Jahr 2020 rechnet die Studie bspw. mit 125 EUR/MWh Offshore-Wind. Dies entspricht einer Kostenreduktion von 5 % ggü. der ursprünglichen Abschätzung.

Durch die neuen Annahmen ergibt sich, dass eine Erhöhung des 2016 vorgeschlagenen EE-Ziels der EU für das Jahr 2030 von 27 % auf 30 % bei Erhaltung des Energieeffizienzziels von 30 % lediglich eine Steigerung von 0,1 % des jährlichen Kostenaufwandes für das gesamte Energiesystem bedeuten würde. Auch bei weiterer Erhöhung beider Zielwerte, bis hin zu einem 45 % - 40 %-Szenario, bliebe die Kostensteigerung moderat bei jeweils unter 5 %. Hauptgrund für höhere Kosten wäre der Mehrbedarf an Investitionen in die Stromerzeugung.

Im Vergleich zum 27 %-Szenario würde die Industrie bei einer Zielerhöhung auf 30 % von sinkenden CO₂-Preisen im EU-Emissionshandel profitieren. Zudem würden die Strompreise stabil bleiben, die Versorgungssicherheit gestärkt, mehr CO₂ eingespart und die Importabhängigkeit (insb. durch geringere Gasimporte) schrittweise reduziert werden.

Eine vor Kurzem veröffentlichte Studie der Internationalen Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA) schlussfolgert, dass eine Erhöhung des EE-Ziels auf 34 % machbar und

volkswirtschaftlich vorteilhaft wäre. Das Europäische Parlament fordert in seiner Verhandlungsposition zur Reform der EE-Richtlinie ein verbindliches Ziel von 35 % für die gesamte EU. Die Regierungen im Rat unterstützen den initial von der Kommission vorgeschlagenen Zielwert von 27 %.

Der DIHK fordert, den Zielen der Treibhausgasreduktion und der Stärkung der industriellen Wettbewerbsfähigkeit Vorrang einzuräumen. Daraus sollten alle anderen energiepolitischen Ziele abgeleitet werden. (JSch, JG)

Young Energy Europe – Kickoff in Budapest und Athen

Nach den Auslandshandelskammern von Tschechien und Bulgarien haben auch Ungarn und Griechenland erste Kick-off-Workshops zur Qualifizierung von Energy Scouts im Rahmen des Projekts Young Energy Europe durchgeführt.

Das Wissenszentrum der Deutsch-Ungarischen Handelskammer lud Vertreterinnen und Vertreter der entscheidenden Stakeholder-Gruppen am 7. März zu einem Workshop ein. An der lebhaften Diskussion beteiligten sich Unternehmensvertreter aus den Bereichen Energiemanagement und Personal, Absolventen sowie Dozentinnen und Dozenten des EUREM-Lehrgangs, das ungarische Wirtschaftsministerium und die IHK Offenbach am Main. Die Teilnehmer diskutierten die fachspezifischen Fragen, die sich bei der Umsetzung in Ungarn ergeben, u. a. die Adaption der Lehrmaterialien an nationale Gegebenheiten, die aus Unternehmenssicht entscheidenden Themenschwerpunkte sowie die Verbindung zu dem aktiven Netzwerk der EUREM-Absolventen.

In Athen trafen sich bei einer Veranstaltung der deutsch-griechischen Industrie- und Handelskammer am 19. März Vertreter von Unternehmen, Kommunen und Institutionen aus dem Energiebereich, um sich über Young Energy Europe zu informieren. Mit Unterstützung der DIHK Service GmbH und der Industrie- und Handelskammer für München und Oberbayern soll die Schulung für griechische Energy Scouts angepasst und überarbeitet werden, bevor es im Herbst mit den ersten jungen Teilnehmern losgehen soll. Als Seminarorte sind Athen und Thessaloniki vorgesehen.

Die Ergebnisse der Workshops werden in einem nächsten Schritt in Machbarkeitsstudien zur besseren Umsetzung der Schulung von Energy Scouts in Ungarn und Griechenland einfließen. (han)

BUND

Bundesrat setzt sich für KWK-Eigenversorgung ein

Der Bundesrat hat in seiner Sitzung am 2. März die Bundesregierung aufgefordert, rasch für Rechtssicherheit für KWK-Eigenversorgungsanlagen zu sorgen. Zur Erinnerung: Diese müssen seit dem Ablauf der beihilferechtlichen Genehmigung zum Jahreswechsel die volle EEG-Umlage bezahlen. Die Länderkammer möchte, dass das Eigenstromprivileg in Form der reduzierten EEG-Umlage nur soweit eingeschränkt wird, wie es beihilferechtlich zwingend erforderlich ist

Zudem fordert die Länderkammer, dass eine Einigung mit der Kommission rückwirkend zum 01.01.2018 in Kraft treten soll. Generell sind die rechtlichen Rahmenbedingungen aus Sicht des Bundesrates weder in der Industrie noch in der öffentlichen Versorgung ausreichend, um Investitionen in KWK-Anlagen anzustoßen. Daher sei eine rasche KWKG-Novelle notwendig.

Den Beschluss des Bundesrates (Drucksache 23/18) finden Sie [hier](#). (Bo, tb)

Clearingstelle veröffentlicht Arbeitsausgabe des KWKG

Nachdem die Clearingstelle seit Neuestem neben dem EEG auch für das KWKG zuständig ist und deswegen jetzt den Namen Clearingstelle EEG/KWKG trägt, hat sie eine Arbeitsausgabe des Gesetzes veröffentlicht. Diese Fassung unterscheidet sich in den folgenden Punkten von den Dokumenten, die im Internet heruntergeladen werden können:

- *Aktualität* – Nach Änderungen des KWKG werden diese so schnell wie möglich eingepflegt.

- *Interne Verlinkung* – Wird innerhalb eines Paragraphen auf einen anderen verwiesen, ist der Verweis anklickbar und führt direkt zu dem Paragraphen, dem Absatz, der Nummer oder dem Buchstaben, auf den verwiesen wird.
- *Externe Verlinkung* – Wird auf ein anderes Gesetz verwiesen, führt – so irgend möglich – ein Link von der Verweisstelle zu einem Dokument im Internet, das entweder den Paragraphen wiedergibt, auf den verwiesen wird, oder das Gesetz, auf welches verwiesen wird.
- *Satznummerierung* – Enthält ein Absatz mehrere Sätze, sind diese jeweils mit einer Satznummer versehen.
- *Lesbarkeit* – Das Dokument wird in lesefreundlicher 12-Punkt-Serifenschrift mit dem Textsatzsystem LaTeX im Format DIN A4 gesetzt.
- *Verfügbarkeit* – Das Dokument ist durchsuchbar und Passagen lassen sich herauskopieren.
- *Verlinktes Inhaltsverzeichnis* – Sie können per Mausklick direkt vom Inhaltsverzeichnis zum gesuchten Paragraphen springen.
- *PDF-Lesezeichen* – Kann Ihr PDF-Betrachter die in Dokumenten eingebetteten PDF-Lesezeichen darstellen, können Sie diese anklicken, um direkt zum gewünschten Paragraphen zu gelangen.

Die Clearingstelle weist allerdings darauf hin, dass es sich bei der Arbeitsausgabe um kein amtliches Dokument handelt, so dass eine Haftung nicht übernommen werden kann.

Sie finden die Arbeitsausgabe [hier](#). (Bo, tb)

Kohlekraftwerke in Sicherheitsbereitschaft noch ohne Einsatz

Die in der Sicherheitsbereitschaft nach § 13 EnWG befindlichen Braunkohlekraftwerke wurden bislang noch nie angefordert. Das hat die Bundesregierung in Beantwortung einer Kleinen Anfrage von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN mitgeteilt. Die Antwort der Bundesregierung steht zum Download zur Verfügung ([Drucksache 19/915](#) vom 26. Februar 2018).

Die Sicherheitsbereitschaft dient neben der ab nächstem Winter vorzuhaltenden Kapazitätsreserve (§ 13e EnWG) dazu, eine möglicherweise entstehende Lücke zwischen Nachfrage und Erzeugung zu schließen. Zudem erfolgt über diesen Mechanismus eine sukzessive Stilllegung von Braunkohlekraftwerken mit einer Kapazität von 2,7 GW. Bei einer Anforderung müssen die Anlagen innerhalb von 10 Tagen betriebsbereit sein.

Folgende acht Kraftwerksblöcke sind bzw. werden in die Sicherheitsbereitschaft überführt und nach vier Jahren in der Reserve endgültig stillgelegt.

- Buschhausen seit 1. Oktober 2016
- Frimmersdorf: seit 1. Oktober 2017, zwei Blöcke
- Niederaußem: ab 1. Oktober 2018, zwei Blöcke
- Jänschwalde: ab 1. Oktober 2018 und 2019, zwei Blöcke
- Neurath: ab 1. Oktober 2019

Die von den Übertragungsnetzbetreibern TenneT und Amprion anvisierten Kosten betragen 2017 85 Mio. Euro und werden für 2018 auf 149 Mio. geschätzt. Bislang sind die Anlagen noch nicht von den Übertragungsnetzbetreibern angefordert worden. Die Bundesregierung sieht keinen Anlass anzunehmen, dass die Betreiber die Anlagen nicht innerhalb der geforderten zehn Tage betriebsbereit setzen können, und verweist dazu auf die Zusicherung der Kraftwerksbetreiber.

Die Notwendigkeit, Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft anzufordern, ist derzeit angesichts der aktuell noch bestehenden Überkapazitäten bei der Stromerzeugung sehr unwahrscheinlich. (FI, Bo)

Dezentrale Energiewende braucht Netzausbau

Der im Netzausbauplan 2030 vorgesehene Ausbau der Stromübertragungsnetze ist auch bei einer dezentralen Stromerzeugung erforderlich. Das ist das Ergebnis einer im Auftrag der Renewables Grid Initiative (RGI) vom Öko-Institut durchgeführten Meta-Studie.

Die Meta-Studie wurde am 11. März 2018 vorgestellt. Untersuchungsgegenstand war, ob der Netzausbau mit einem dezentralen Stromsystem, mehr Windkraft in Süddeutschland und mit Einsatz von Speichern deutlich geringer ausfallen kann. Dazu wurden zehn Studien analysiert und verglichen.

Wesentliche Ergebnisse sind:

- Der bis 2030 geplante Netzneubau auf rund 4.000 Kilometern ist selbst dann notwendig, wenn alle Speicher und Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen.
- Da die Potenziale für die Erzeugung von Wind- und Solarstrom über Deutschland hinweg ungleich verteilt sind und in der Nähe der großen Verbrauchszentren oft nicht ausreichen, ist eine jederzeit verbrauchsnahe Stromversorgung auf der Grundlage erneuerbarer Energien nicht vorstellbar. Zusätzlich einschränkend wirken sich Belange des Naturschutzes und die geringe Akzeptanz von Windkraftanlagen in der Nähe von Siedlungen aus.
- Der aktuell geplante Leitungsbau ist in jedem Fall notwendig, nach einem Teil der untersuchten Studien aber möglicherweise erst nach 2030.

Die Meta-Studie „Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetz“ des Öko-Instituts steht unter folgendem [Link](#) zum Download zur Verfügung. (Bo, FI)

Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur starten Monitoring Energie 2018

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt haben nach Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) bzw. dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) den Auftrag, ein Monitoring in den Bereichen Elektrizität und Gas durchzuführen. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt erheben vom 21. März bis zum 27. April 2018 die Daten zum Monitoring 2018.

Die Datenabfrage zum **Erhebungsjahr 2017** richtet sich an in Deutschland tätige Unternehmen aus den Bereichen:

- Stromerzeuger
- Stromspeicherbetreiber
- Netzbetreiber Strom und/oder Gas
- Messstellenbetreiber Strom und/oder Gas
- Stromlieferanten
- Untertagegasspeicherbetreiber
- Gashändler und Gaslieferanten

Prüfen Sie daher, ob Sie sich an dem Monitoring beteiligen müssen. Eine zusammenfassende Beantwortung durch Obergesellschaften bei Konzernen ist nicht vorgesehen. Die in den Fragebögen vorzunehmenden Angaben beziehen sich nur direkt auf das jeweilige Unternehmen und nicht auf Unternehmen, an denen das antwortende Unternehmen beteiligt ist. Es sind nur die Fragebögen zu beantworten, welche für das jeweilige Unternehmen relevant sind.

Die mit den Fragebögen erhobenen Angaben der Marktteilnehmer werden im Monitoringbericht 2018 nur in zusammengefasster Form veröffentlicht. Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Unternehmen werden gewahrt.

Eine zusammenfassende Übersicht zu den wesentlichen inhaltlichen Änderungen der Datenabfrage als **Ergebnis der öffentlichen Konsultation** der Fragebögen ist als PDF abrufbar.

Die Monitoring-Aufgabe der Bundesnetzagentur stützt sich auf § 35 EnWG. Über die Ergebnisse des Monitorings zur Wahrnehmung ihrer Regulierungsaufgaben in den Bereichen Elektrizität und

Gas, insbesondere zur Herstellung von Markttransparenz, veröffentlicht die Bundesnetzagentur gemäß § 63 Abs. 3 EnWG jährlich einen Bericht. Das Bundeskartellamt ist nach § 48 Abs. 3 GWB im Rahmen des Monitorings für den Grad der Transparenz, auch der Großhandelspreise, sowie für den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung zuständig. Es beobachtet den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandels- und Endkundenebene auf den Strom- und Gasmärkten sowie an den Elektrizitäts- und Gasbörsen. Der vom Bundeskartellamt zu erstellende Bericht ist Teil des gemeinsamen Monitoringberichts mit der Bundesnetzagentur.

Die aktuellen Fragebögen zum Monitoring Energie 2018 sind [hier](#) zu finden.

Rückfragen zur Datenerhebung können an die E-Mail-Adresse monitoring.energie@bnetza.de mit dem Betreff „Rückfrage Monitoring 2018“ übersendet werden. Zudem steht eine gesondert geschaltete Monitoring-Rufnummer 0228 - 14 59 99 für die Zeit der Datenerhebung zur Verfügung. (Bo, MBe, tb)

Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte

Nachdem die Bundesregierung wieder arbeitsfähig ist, hat das BMWi einen Referentenentwurf zur Änderung der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) vorgelegt. Mit dieser Verordnung wird die zum Ende der vergangenen Legislaturperiode geschaffene Verordnungsermächtigung zur Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte umgesetzt.

Vorgesehen ist eine schrittweise Angleichung der Übertragungsnetzentgelte zwischen 2019 und 2023. So soll der bundeseinheitliche Anteil 2019 bei 20 Prozent liegen und linear bis 2023 auf 100 Prozent steigen. Für den einheitlichen Anteil kommt eine bundeseinheitliche Gleichzeitigkeitsfunktion zum Einsatz. Nicht Teil der Angleichung sind im Übrigen Entgelte für den Messstellenbetrieb und singular genutzte Betriebsmittel nach § 19 Absatz 3 StromNEV. (Bo, FI)

OLG kippt Festlegung der BNetzA zu Eigenkapitalzinsen im Rahmen der Anreizregulierung

Das Oberlandesgericht Düsseldorf hat die von der Bundesnetzagentur festgelegten Eigenkapitalzinssätze gekippt, da diese zu niedrig seien. Die Bundesnetzagentur hat nun die Möglichkeit, die Sätze neu festzulegen oder Rechtsbeschwerde bei der nächsten Instanz, dem Bundesgerichtshof, einzulegen. Eine Entscheidung der Behörde dazu steht noch aus.

Das Gericht folge mit der Entscheidung den Argumenten von 1.100 Strom- und Gasnetzbetreibern, die sich über die Kürzung der Eigenkapitalzinssätze von 9,05 auf 6,91 Prozent für Neuanlagen und von 7,14 auf 5,12 Prozent für Bestandsanlagen beschwert hatten. Die BNetzA hatte diese Werte für 2018 bis 2022 für die Gasnetze und 2019 bis 2023 für die Stromnetze festgelegt.

Knackpunkt war die Höhe der sog. Marktrisikoprämie, die ein Teil des Eigenkapitalzinssatzes ist. Die Netzbetreiber hatten argumentiert, dass die Prämie nicht sachgerecht ermittelt worden sei, was das OLG bestätigt hat: So habe die BNetzA „nicht mit einer wissenschaftlich vertretbaren und rechtlich beanstandungsfreien Vorgehensweise“ gearbeitet. Sie hatte sich in ihrer Entscheidung nur auf eine Studie gestützt, die vom Gericht auch nicht beanstandet wurde. Gleichwohl hätten auch weitere Studien herangezogen werden müssen, so das Gericht.

Die schriftliche Urteilsbegründung steht noch aus. Sollte es zu einer Neufestlegung der Zinssätze und damit einer Anhebung durch die BNetzA kommen, bedeutet dies einen Anstieg der Netzentgelte für Strom- und Gaskunden.

Die Pressemitteilung des OLG zu diesem Fall finden Sie [hier](#). (Bo, FI)

Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung

DIHK, BDI, VEA, VCI, BDGuss, VdZ, WV Metalle und WV Stahl haben ein gemeinsames Diskussionspapier zur Weiterentwicklung der Atypik vorgelegt. Neben einer Reform der bestehenden Regelung ist Kern des Vorschlags, eine kurzfristige Zurufregelung zu installieren, mit der sog. Hochlastzeitfenster kurzfristig freigegeben werden können.

Kernpunkte des Vorschlags sind:

- Die langfristige Festlegung von Hochlastzeitfenstern soll beibehalten werden.

- Die Fenster sollen auf bis zu maximal acht Stunden am Tag begrenzt und in nicht mehr als zwei Stücke geteilt werden. Bisher zehn Stunden und vier Stücke.
- Mit einem Vorlauf von zwei Tagen können die Hochlastzeitfenster kurzfristig freigegeben werden, wenn die Netze durch die Nachfrageseite nicht belastet sind. Dadurch können kurzfristig auftretende Einspeisespitzen erneuerbarer Energien aufgefangen und Abschaltungen von Ökostromanlagen verhindert werden. (Bo, FI)

Klimaschutz und Energie im neuen deutsch-französischen Élysée-Vertrag

Der Deutsche Bundestag hat am 22. Januar 2018 anlässlich des 55. Jahrestages des Vertrags über die deutsch-französische Zusammenarbeit (Élysée-Vertrag) im Rahmen einer ausführlichen Debatte einen Entschließungsantrag der Fraktionen CDU/CSU, SPD, FDP und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN „Für einen neuen Élysée-Vertrag – Die Rolle der Parlamente in der deutsch-französischen Zusammenarbeit stärken“ angenommen.

Darin fordert der Deutsche Bundestag die deutsche und französische Regierung auf, in 2018 einen neuen Élysée-Vertrag zu erarbeiten, in dem u. a. die folgenden Punkte berücksichtigt werden sollen:

1. Die Bedeutung der deutsch-französischen Impulse im Bereich des Klimaschutzes

Unter Ziffer 16 werden die deutsche und die französische Regierung aufgefordert, ihre enge Zusammenarbeit bei der Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens von 2015 und der Verpflichtungen des „One Planet Summit“ von 2017 fortzusetzen und gemeinsame Initiativen insbesondere zum CO₂-Preis vorzuschlagen und die Zusammenarbeit im Bereich von Forschung und Entwicklung zu vertiefen.

Offen ist, wie dieser „Prüfauftrag“ umgesetzt wird. Der Koalitionsvertrag ist konkreter (S. 143): „Den EU-Emissionshandel wollen wir als Leitinstrument weiter stärken. Unser Ziel ist ein CO₂-Bepreisungssystem, das nach Möglichkeit global ausgerichtet ist, jedenfalls aber die G20-Staaten umfasst. Wir werden die Impulse der gemeinsamen Resolution von Assemblée Nationale und Deutschem Bundestag zum 55. Jahrestag des Élysée-Vertrags am 22. Januar 2018 aufgreifen und im Rahmen der deutsch-französischen Freundschaft die enge Zusammenarbeit bei der Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens von 2015 und der Verpflichtungen des „One Planet Summit“ von 2017 fortsetzen.“

DIHK-Einschätzung: Der Koalitionsvertrag betont zu Recht, den EU-Emissionshandel als klimapolitisches Leitinstrument weiter zu stärken. Der Handelspreis muss deshalb weiterhin durch die Nachfrage und das Angebot an Zertifikaten bestimmt und nicht durch einen fiskalpolitisch motivierten Preis ersetzt werden. Eine globale CO₂-Bepreisung ist sinnvoll; damit können gleichwertige Wettbewerbsverhältnisse ermöglicht werden.

2. Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz und Elektromobilität

Unter Ziffer 19 sollen Deutschland und Frankreich ihre Energienetze grenzüberschreitend ausbauen und weiterführende gemeinsame Standards im Bereich Energieeffizienz vorantreiben; ebenso wird angestrebt, dass eine grenzüberschreitende deutsch-französische Infrastruktur für Elektromobilität und andere alternative Antriebe errichtet wird.

DIHK-Einschätzung: Den europäischen Gedanken im Rahmen des Energiebinnenmarkts zu stärken, ist ein richtiger Ansatz. Ein weiterer Ausbau der grenzüberschreitenden Infrastruktur stärkt den Markt und erhöht die Versorgungssicherheit. (Bo, AR)

Bestimmung der Fahrzeugemissionen: EU-Kommission will Berechnungsmethode ergänzen

Die EU-Kommission beabsichtigt, die Berechnungsmethode im NEFZ/WLTP-Testzyklus (Verfahren für Verbrauchs- und Abgastests) zu ergänzen und zu vereinfachen. Zu diesem Zweck hat die EU-Kommission am 14. März 2018 zwei Entwürfe jeweiliger Änderungsverordnungen vorgelegt. Diese Verordnungsentwürfe betreffen neue Pkw und neue leichte Nutzfahrzeuge. Für interessierte Unternehmen besteht bis zum 11. April 2018 die Möglichkeit zur Kommentierung gegenüber der EU-Kommission.

Die EU-Kommission strebt eine Ergänzung der Berechnungsmethode des CO₂-Emissionswerts im Rahmen des NEFZ/WLTP-Testzyklus für individuelle Fahrzeuge an. Damit will sie den derzeitigen regulatorischen Übergang der Testverfahren (NEFZ zu WLTP) vereinfachen.

Zu diesem Zweck hat die EU-Kommission am 14. März 2018 zwei Entwürfe jeweiliger Änderungsverordnungen (je für neue Pkw sowie für neue leichte Nutzfahrzeuge) vorgelegt. Mit diesen Verordnungen sollen die Durchführungsverordnungen (EU) 2017/1152 und (EU) 2017/1153 zur Verordnung (EU)2017/1151 (Umsetzung des weltweit harmonisierten Prüfverfahrens für leichte Nutzfahrzeuge (WLTP)) geändert werden.

Konkret betreffen die Ergänzungen das Ermittlungsverfahren der Korrelationsparameter. Diese sind notwendig, um die Änderung des Regelprüfverfahrens umzusetzen. So beabsichtigt die EU-Kommission etwa, dass die Endpunkte – jeweils bestimmt durch Testfahrzeuge mit den höchsten sowie niedrigsten CO₂-Emissionswerten - eine Mindestdifferenz von 5 g CO₂/km aufweisen.

Daneben strebt die EU-Kommission mit den Verordnungsentwürfen eine Vereinfachung im Rahmen der Typenzulassung eines Fahrzeuges im Rahmen der Verordnung (EU)2017/1151 an. Kommen zu diesem Zwecke Matrix-Gruppen (road load matrix families) zur Anwendung, soll die Berechnung der CO₂-Emission eines gruppenzugehörigen individuellen Fahrzeuges durch eine veränderte Ableitung des "road load"-Koeffizienten erleichtert werden.

Zum Hintergrund: Seit September 2017 gilt der WLTP-Testzyklus (ab September 2018 schließlich für alle neuen Pkws verbindlich) und löst somit das NEFZ-Testverfahren schrittweise ab. Die parallel zum WLTP eingeführte Real-Drive-Emissionen-Messung (RDE) dient daneben der Prüfung der Testergebnisse im Hinblick auf Abgasemissionen im realen Fahrverhalten.

Für interessierte Unternehmen besteht bis zum 11. April 2018 die Möglichkeit einer Kommentierung gegenüber der EU-Kommission.

Die entsprechende Mitteilung der EU-Kommission sowie den Verordnungsentwurf zu neuen Pkw finden Sie [hier](#).

Die entsprechende Mitteilung der EU-Kommission sowie den Verordnungsentwurf zu neuen leichten Nutzfahrzeugen finden Sie [hier](#). (MH)

RoHS-Richtlinie: EU-Kommission stimmt Verlängerung von Ausnahmen für Blei zu

Die RoHS-Richtlinie beschränkt die Verwendung verschiedener gefährlicher Stoffe in Elektro- und Elektronikgeräten. Zu diesen Stoffen zählt gemäß Anhang II der Richtlinie u. a. Blei. Die Richtlinie sieht jedoch mögliche Ausnahmen der Verwendungsbeschränkung vor. Dies gilt für Werkstoffe und Bauteile im Rahmen bestimmter Verwendungen von Elektro- und Elektronikgeräten (Anhänge III und IV der RoHS-Richtlinie). Diese Ausnahmen werden gemäß Artikel 5 der RoHS-Richtlinie regelmäßig an den wissenschaftlichen und technischen Fortschritt angepasst. Die EU-Kommission bestimmt den Inhalt der Anhänge III und IV der RoHS-Richtlinie danach durch delegierte Rechtsakte.

Vor diesem Hintergrund hat die EU-Kommission am 1. März 2018 vier delegierte Richtlinien vorgelegt, welche eine Fortsetzung gewisser Bleiverwendungsmöglichkeiten im Rahmen der RoHS-Richtlinie vorsehen. Diese Durchführungsrichtlinien betreffen

- Blei als Legierungselement in Stahl (derzeitige Ausnahme 6a in Anhang III der RoHS-Richtlinie), für Bearbeitungszwecke und in verzinktem Stahl mit einem Massenanteil von höchstens 0,35 Prozent Blei, in den Kategorien 1 bis 7 und 10. Die entsprechende Mitteilung der EU-Kommission sowie Durchführungsverordnung finden Sie [hier](#).
- Blei als Legierungselement in Aluminium (derzeitige Ausnahme 6b in Anhang III der RoHS-Richtlinie), für die Verwendung mit einem Massenanteil von höchstens 0,4 Prozent Blei, in den Kategorien 1 bis 7 und 10 (Zeitraum der Ausnahmegewährung variiert nach Form der Aluminiumlegierungen). Die entsprechende Mitteilung der EU-Kommission sowie die Durchführungsverordnung finden Sie [hier](#).
- Blei als Legierungselement in Kupfer (derzeitige Ausnahme 6c in Anhang III der RoHS-Richtlinie), für die Verwendung mit einem Massenanteil von bis zu 4 Prozent Blei, in den

Kategorien 1 bis 7 und 10. Die entsprechende Mitteilung der EU-Kommission sowie die Durchführungsrichtlinie finden Sie [hier](#).

- Die Verwendung von Blei in hochschmelzenden Loten (d. h. Lötlegierungen auf Bleibasis) mit einem Massenanteil von mindestens 85 Prozent Blei, derzeitige Ausnahme 7a in Anhang III der RoHS-Richtlinie, in den Kategorien 1 bis 7 und 10 (die unter die Ausnahme 24 fallenden Ausnahmen (Blei in Loten für discoidale und Planar-Array-Vielschicht-Keramikkondensatoren mit metallisierten Löchern) sind von der Ausnahme 7a ausgeschlossen). Die entsprechende Mitteilung der EU-Kommission sowie die Durchführungsverordnung finden Sie [hier](#).

Für andere Kategorien außerhalb der 1 bis 7 und 10 sollen die derzeitigen Ausnahmen während der in Artikel 5 Absatz 2 der RoHS-Richtlinie bestimmten Zeiträume weiter gelten.

Die Richtlinien sehen eine Geltungsdauer der Ausnahmen überwiegend bis zum 21. Juli 2021 vor, zum Teil jedoch lediglich über die Dauer von drei Jahren nach Veröffentlichung der delegierten Richtlinie im Amtsblatt der Europäischen Union.

Die Durchführungsrichtlinien zur Änderung der RoHS-Richtlinie treten am zwanzigsten Tag nach ihrer Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union in Kraft. (MH)

Bestellungsvoraussetzungen für das Sachgebiet Verdunstungskühlanlagen, Kühltürme und Nassabscheider verabschiedet

Der DIHK-Arbeitskreis Sachverständigenwesen hat die fachlichen Bestellungsvoraussetzungen für das Sachgebiet „Verdunstungskühlanlagen, Kühltürme und Nassabscheider“ verabschiedet. In ihnen sind die fachlichen Voraussetzungen zur öffentlichen Bestellung von Sachverständigen durch IHKs niedergelegt.

Öffentlich bestellte und vereidigte Sachverständige für das Sachgebiet „Verdunstungskühlanlagen, Kühltürme und Nassabscheider“ können die Überprüfung dieser Anlagen nach § 14 der 42. Bundesimmissionsschutzverordnung durchführen. Diese neue Verordnung trat im August 2017 in Kraft. Die Sachverständigenprüfung wird schrittweise eingeführt. Erste Anlagen müssen bis August 2019 durchgeführt werden.

Interessenten an einer öffentlichen Bestellung als Sachverständige wenden sich an ihre zuständige Industrie- und Handelskammer. Im Bestellungsverfahren müssen die Antragsteller ihre besondere Sachkunde nachweisen, auch wird ihre persönliche Eignung geprüft. Die besondere Sachkunde kann der IHK in einem prüfungsähnlichen Verfahren vor einem Fachgremium nachgewiesen werden. Das Fachgremium der IHKs wird vom Institut für Sachverständigenwesen e. V. (IfS) in Köln betreut. Die ersten beiden Prüfungstermine werden voraussichtlich zwischen Ende Juni und Mitte Juli in Köln stattfinden.

Die öffentlich bestellten und vereidigten Sachverständigen werden ab ihrer Bestellung von ihrer IHK im [bundesweiten IHK-Sachverständigenverzeichnis](#) veröffentlicht. (HAD)

Naturnahe Gestaltung des Firmengeländes: Die Provinzial Rheinland in Düsseldorf

Die Provinzial Rheinland Versicherung hat bei der Errichtung ihrer Hauptverwaltung in Düsseldorf-Wersten das Ziel des nachhaltigen Gestaltens und Gärtnerns von Anfang an mitverfolgt. Als der Standort Provinzialplatz 1 vor über 20 Jahren geplant und errichtet wurde, fußte dies auf einem bauökologischen Konzept. Die Gestaltung der über 6.000 Quadratmeter Grünflächen sollte einen fließenden Übergang zu umliegenden Parks bilden. Bauökologische Aspekte flossen auch in die Planung des Gebäudes ein. Dies wird am Umfang der Dachbegrünung besonders deutlich: Über 14.000 Quadratmeter, d. h. über 60 Prozent der Dachflächen, wurden begrünt. Auf den Dächern blühen Magnolien, Hibiskus und Rosen, andere Bereiche wurden mit Gräsern, Kräutern und Sedum bepflanzt. Die Provinzial Rheinland hat damit gute Erfahrungen gemacht. Die Dachbegrünung verbessert das Mikroklima und kann in ihrer speziellen Tonschicht 70 Prozent des Regenwassers speichern. Das am Standort Provinzialplatz 1 praktizierte „nachhaltige Gestalten und Gärtnern“ wurde 2015 von der Stadt Düsseldorf im Rahmen der Verleihung des Umweltpreises ausgezeichnet (mehr Infos dazu [hier](#)). Das Fazit der Provinzial lautet: Ökologische Aspekte und das Betreiben eines modernen Bürogebäudes sind gut miteinander vereinbar.

Hintergrund: An dieser Stelle werden zukünftig in loser Reihenfolge Unternehmen vorgestellt, die sich besonders für die Erhaltung der biologischen Vielfalt einsetzen. Damit möchte der DIHK auf die Plattform „Unternehmen Biologische Vielfalt 2020“ (UBi 2020) aufmerksam machen, die 2013 vom Bundesumweltministerium gemeinsam mit dem DIHK und weiteren Wirtschafts- sowie Naturschutzverbänden ins Leben gerufen worden ist. Der DIHK unterstützt damit die Bundesregierung bei der Umsetzung der „Nationalen Strategie zur biologischen Vielfalt“. Ziel der Strategie ist eine Trendwende beim Verlust von Arten und Lebensräumen. Bei UBi 2020 geht es konkret darum, die deutsche Wirtschaft zu motivieren, sich freiwillig für die Erhaltung der biologischen Vielfalt zu engagieren. Seit 2016 koordiniert die DIHK Service GmbH das im Rahmen von UBi 2020 gegründete Kontakt Netzwerk der IHKs, HWKs und Länderministerien. Über 100 IHKs und HWKs nehmen am Netzwerk teil. Sie informieren ihre Mitgliedsunternehmen über die Bedeutung der biologischen Vielfalt und zeigen Handlungsmöglichkeiten für Unternehmen auf. Mehr über UBi 2020 erfahren Sie [hier](#). (Mo)

Energie-Scouts im Jahrbuch Nachhaltigkeit 2018

Das neu erschienene Jahrbuch Nachhaltigkeit 2018 bietet eine Einführung in das betriebliche Nachhaltigkeitsmanagement, stellt Best-Practice-Beispiele aus Unternehmen sowie Organisationen vor und schafft eine Übersicht über Wettbewerbe, Auszeichnungen und Messen.

Die Energie-Scouts der Mittelstandinitiative Energiewende und Klimaschutz werden als ein herausragendes Beispiel für Nachhaltigkeit in Unternehmen beschrieben. Auszubildende werden befähigt, Energieverluste zu ermitteln und die notwendigen Maßnahmen zu ergreifen, um diese zu beheben. Dank ihrer Fachkenntnisse verbinden die jungen Mitarbeiter umweltfreundliches Handeln der Unternehmen mit langfristigen Kostenersparnissen.

Auch die Personalverantwortlichen erkennen die positiven Effekte der Qualifikation: die nebenbei erlernten Kernkompetenzen wie interdisziplinäre Teamarbeit, Kommunikationsfähigkeit und Projektentwicklung stärken das Verantwortungs- und Selbstbewusstsein der jüngsten Betriebsangehörigen. Die vielseitigen Vorteile überzeugen jedes Jahr aufs Neue hunderte Betriebe davon, auch neuen Ausbildungsjahrgängen die Teilnahme an der Qualifikation zu ermöglichen.

Das Jahrbuch mit ausführlichen Beiträgen rund um das Thema Nachhaltigkeit ist über die Website des [Walhalla-Verlags](#) erhältlich. (ah)

VERANSTALTUNGEN

Nachhaltigkeit im Handel | 26.04.18 | IHK Köln

Welche Relevanz hat das Thema Nachhaltigkeit im Handel? In der Lebensmittelbranche ist dieses Thema schon lange ein wichtiger Wachstumstreiber. Auch im Non-Food Bereich gewinnt das Thema Nachhaltigkeit zunehmend an Bedeutung.

Auf der Veranstaltung „Nachhaltigkeit im Handel - von Fair Trade zu Fair Business?“ am 26.04.2018 bei der IHK Köln, möchten wir beleuchten, welche Marktpotentiale Nachhaltigkeitsthemen für die verschiedenen Handelssegmente haben.

Die Veranstaltung führen wir gemeinsam mit dem Center for Advanced Sustainable Management (CASM) der Cologne Business School durch.

Weitere Informationen zum Veranstaltungsprogramm und zur kostenlosen Anmeldung erhalten Sie [hier](#).

29. öffentliche Fachtagung Arbeitshygiene und Arbeitsschutz der Deutschen Gesellschaft für Arbeitshygiene e.V in Kooperation mit der IHK Köln, dem VDSI, ZEuUS und THM
8. Mai 2018 | 11:00 - 16:30 Uhr | IHK Köln

Auch in diesem Jahr werden vielseitige Informationen geboten. Die Themen reichen vom betrieblichen Gesundheitsmanagement über Asbest, bis hin zur Kohlenstoffmonoxid-Belastung in Shisha-Bars und App gestützte Prüfungen am Beispiel eines Flucht- und Rettungsplanes.

Durch die Teilnahme können Weiterbildungspunkte der DGAH gesammelt werden.

Nähere Informationen: Anna Doberschuetz, IHK Köln, Tel. 0221 1640-1512, E-Mail: anna.doberschuetz@koeln.ihk.de.

SAVE-THE-DATE: REACH-Daten nutzen und erfolgreich in der Lieferkette kommunizieren
4. Juni 2018 | 10:00 Uhr bis 15:30 Uhr | IHK Köln

Die Einhaltung der europäischen Chemikalienverordnung REACH stellt für viele Unternehmen eine große Herausforderung dar. Die Verordnung ist ein komplexes Regelwerk und legt grundlegende Verpflichtungen für nahezu alle Marktakteure fest.

Mit dieser Informationsveranstaltung möchten wir Sie über bestimmte REACH-Themen informieren und Ihnen die Möglichkeit geben, in kleinen Runden spezielle Fragen intensiv zu diskutieren. Hierbei stellen wir auch Fragestellungen aus der alltäglichen Arbeit des REACH-CLP- Biozid-Helpdesk vor.

Nähere Informationen: Anna Doberschuetz, IHK Köln, Tel. 0221 1640-1512, E-Mail: anna.doberschuetz@koeln.ihk.de.

„VerpackungsG und ElektroG2 – Was kommt in 2018 noch auf Sie zu?“,
17. Mai 2018, 14:00 bis ca. 17:00 Uhr, IHK Mittlerer Niederrhein, Nordwall 39, 47798 Krefeld

Aus der Verpackungsverordnung wurde das Verpackungsgesetz. Für Unternehmen, die Verpackungen für den Endverbraucher in Umlauf bringen, ergibt sich daraus eine neue Registrierungspflicht bei der neu geschaffenen „Stiftung Zentrale Stelle VERPACKUNGSREGISTER“.

Im ElektroG2 greift die Umsetzung des offenen Anwendungsbereiches (Open Scope). Dieser führt zu einer Änderung der Produktkategorien - aus zehn Kategorien werden sechs. Unternehmen, die Produkte mit elektrischen Teilen vertreiben, müssen prüfen, ob sie erstmalig unter das ElektroG2 fallen. Hersteller, die registrierte Elektronikgeräte haben, müssen die Zuordnung der Kategorien prüfen.

Informieren Sie sich über die Neuerungen in einer kostenfreien Veranstaltung. Weitere Informationen erhalten Sie [hier](#).

Quellenangabe:

Die mit Kürzeln (Bo), (Fl), (MBe), (tb), (JSch), (HAD), (JPV), (han), (TS), (KW), (sh), (MH) gekennzeichneten Beiträge stammen aus dem Newsletter „Eco-Post“ des Deutschen Industrie- und Handelskammertages. Bei Fragen zu einzelnen Artikeln wenden Sie sich bitte an den auf der nächsten Seite aufgeführten Ansprechpartner bei Ihrer Industrie- und Handelskammer. Dieser Newsletter enthält Links zu externen Webseiten Dritter, auf deren Inhalt die IHKs keinen Einfluss haben. Zum Zeitpunkt der Linksetzung waren auf den verlinkten Seiten keine rechtswidrigen Inhalte erkennbar. Für möglicherweise rechtswidrige, fehlerhafte oder unvollständige Inhalte sowie für Schäden, die aus der Nutzung fremder Informationen entstehen, haftet allein der Anbieter der Seite, auf welche verwiesen wurde.

Ansprechpartner bei den Industrie- und Handelskammern



IHK Aachen Theaterstr. 6-10 52062 Aachen	Paul Kurth Dieter Dembski	Tel.: 0241 4460-106 E-Mail: paul.kurth@aachen.ihk.de Tel.: 0241 4460-277 E-Mail: dieter.dembski@aachen.ihk.de Fax: 0241 4460-316
IHK Bonn/Rhein-Sieg Bonner Talweg 17 53113 Bonn	Dr. Rainer Neuerbourg Magdalena Poppe	Tel.: 0228 2284-164 E-Mail: neuerbourg@bonn.ihk.de Tel. 0228 2284-193 E-Mail: poppe@bonn.ihk.de Fax: 0228 2284-221
IHK zu Düsseldorf Ernst-Schneider-Platz 1 40212 Düsseldorf	Simone Busch Philipp Heitkötter	Tel.: 0211 3557-262 E-Mail: busch@duesseldorf.ihk.de Fax: 0211 3557-9262 Tel.: 0211 3557-208 E-Mail: heitkoetter@duesseldorf.ihk.de Fax: 0211 3557-9208
Niederrheinische IHK Duisburg-Wesel-Kleve zu Duisburg Mercatorstraße 22-24 47015 Duisburg	Elisabeth Noke-Schäfer Jörg Winkelsträter	Tel.: 0203 2821-311 E-Mail: noke@niederrhein.ihk.de Fax: 0203 285349-283 Tel.: 0203 2821-229 E-Mail: winkelstraeter@niederrhein.ihk.de Fax: 0203 285349-229
IHK für Essen, Mülheim an der Ruhr, Oberhausen zu Essen Am Waldthausenpark 2 45127 Essen	Heinz-Jürgen Hacks	Tel.: 0201 1892-224 E-Mail: hacks@essen.ihk.de Fax: 0201 1892-173
IHK Köln Unter Sachsenhausen 10-26 50667 Köln	Christian Vossler	Tel.: 0221 1640-1504 E-Mail: christian.vossler@koeln.ihk.de Fax: 0221 1640-1519
IHK Mittlerer Niederrhein Friedrichstraße 40 41460 Neuss	Benita Görtz Dominik Heyer	Tel.: 02131 9268-573 E-Mail: goertz@neuss.ihk.de Fax: 02151 635-44573 Tel.: 02131 9268-578 E-Mail: heyer@neuss.ihk.de
IHK Nord Westfalen Sentmaringer Weg 61 48151 Münster	Bernd Sperling	Tel.: 0251 707-214 E-Mail: sperling@ihk-nordwestfalen.de Fax: 0251 707-324
IHK Wuppertal-Solingen-Remscheid Heinrich-Kamp-Platz 2 42103 Wuppertal	Volker Neumann	Tel.: 0202 2490-305 E-Mail: v.neumann@wuppertal.ihk.de Fax: 0202 2490-399