

IHK Eco-News

Nachrichten aus den
Bereichen Umwelt, Energie,
Klima und Rohstoffe



Industrie- und
Handelskammern in

Aachen, Bonn, Düsseldorf, Duisburg,
Essen, Köln, Krefeld, Münster und
Wuppertal

Ausgabe Juni 2018

INHALT

EDITORIAL	2
„Kohle-Kommission“: Gut Ding will Weile haben	2
INTERNATIONALES	3
IRENA legt globales Energiewende-Szenario zugunsten von Erneuerbaren Energien vor	3
EUROPA	3
Emissionshandel: Vorläufige Carbon-Leakage-Liste veröffentlicht	3
ETS: Marktstabilitätsreserve wird erstmals 265 Millionen Emissionszertifikate vom Markt nehmen	4
Brüssel präsentiert im November neue Klimastrategie	5
Neuer EU-Haushalt: Mehr Ausgaben für Klima und Energie	6
EU-Klimapolitik: Rat verabschiedet Ziele für Transport, Landwirtschaft und Gebäude	7
Europäische Integration des Intraday-Stromhandels schreitet voran	7
ACER-Entscheidung zu Öffnungs- und Vorlaufzeiten	8
Young Energy Europe: Machbarkeitsstudien belegen Schulungsbedarf in Bulgarien, Griechenland, Tschechien und Ungarn	8
BUND	8
Netzreservebedarf für den kommenden Winter sinkt	8
Studie fordert mehr Handlungsspielraum für Verteilernetzbetreiber	9
Wind an Land: Ausschreibungsvolumen nicht ausgeschöpft	10
Aufschwung für Direktabnahmeverträge für Grünstrom ab 2021 erwartet	10
VDI-Studie: Stationäre Energiespeicher zur Spitzenkappung bislang kaum wirtschaftlich	10
Änderung der Bezuschlagung bei Sekundärregelleistung und Minutenreserve	11
E-Mobilität: 11 Mrd. Euro Investitionen für flächendeckende Ladeinfrastruktur nötig	11
Einigung bei Eigenversorgung für KWK-Neuanlagen zwischen Bund und EU	12
Meldefrist 30. Juni 2018 im Energiesteuer- und Stromsteuerrecht beachten	12
Bafa veröffentlicht neues Hinweisblatt „Stromzähler für Unternehmen in der Besonderen Ausgleichsregel des EEG“	13
Entschädigung für Kernkraftwerksbetreiber beschlossen	14
Stickstoffdioxid: EU-Kommission reicht Klage gegen Deutschland ein	14
Bundesverwaltungsgericht veröffentlicht Urteilsgründe zu Fahrverboten	14
Verordnung über mittelgroße Feuerungsanlagen	15
VERANSTALTUNGEN	16

„Kohle-Kommission“: Gut Ding will Weile haben

Seit einigen Wochen warten das energiepolitische Berlin und vor allem die betroffenen Regionen auf die Einsetzung der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung – landläufig „Kohle-Kommission“ genannt. Doch auch am 30. Mai wurde dieser Punkt kurzfristig wieder von der Tagesordnung des Bundeskabinetts genommen. Nun soll am 6. Juni entschieden werden.

Unstrittig ist, dass der von der Bundesregierung vorgegebene Zeitplan mehr als ehrgeizig ist:

- Bis Ende Oktober 2018 sollen Empfehlungen für Maßnahmen zur sozialen und strukturpolitischen Entwicklung der Braunkohleregionen vorgelegt werden.
- Vor Beginn der 24. UN-Klimakonferenz am 3. Dezember 2018 sollen Empfehlungen zur Erreichung des Klimaschutzziels 2020 (-40 Prozent CO₂-Ausstoß gegenüber 1990) veröffentlicht werden.
- Der Abschlussbericht soll Ende 2018 vorliegen.

Hier stellt sich umgehend die Frage: Ist diese Eile dem Thema tatsächlich angemessen? Zwar drängt aus politischer Sicht die Zeit vor allem mit Blick auf das Klimaziel 2020, doch zentrale Fragen der deutschen Energieversorgung wie das Ende der Kohleverstromung und seine Auswirkungen auf Preise, Versorgungssicherheit und Klimaschutz sollten in jedem Fall mit der notwendigen Sorgfalt diskutiert werden.

Die Aufgaben der Kommission lassen sich grob in drei Blöcke unterteilen:

- Wie kann den betroffenen Regionen geholfen werden?
- Wie kann ein tragbarer Ausstiegspfad aus der Kohleverstromung aussehen?

Welche Maßnahmen zur weitgehenden Erreichung des Klimaziels 2020 und des 2030-Ziels – auch über die Verringerung der Kohleverstromung hinaus – sollen ergriffen werden?

Klar ist, dass die Kohleregionen Unterstützung brauchen, um den Strukturwandel zu bewältigen. Gleichwohl sollte in dieser Debatte nicht vergessen werden, dass vor Ort schon sehr viel getan wird. Ein Beispiel hierfür ist die [Innovationsregion Lausitz](#) unter Vorsitz der IHK Cottbus, die Strategien und Ideen für den Strukturwandel entwickelt. Aus Sicht des DIHK ist es wichtig, solche Initiativen in die Arbeit der Kommission zu integrieren. Die Akteure vor Ort wissen am besten, wofür sie (finanzielle) Hilfe aus Berlin brauchen. Ein von der Kommission verordneter Strukturwandel wird es hingegen schwer haben, regional Früchte zu tragen. Auch ist die Einbindung von lokalen Bürgerinitiativen gegen den Braunkohletagebau zu kurz gesprungen.

Entscheidend für einen gelungenen Strukturwandel ist, wie schnell der Kohleausstieg organisiert wird. Langfristig tragfähige Strategien lassen sich leichter mit einem Zeithorizont 2045 als 2035 entwickeln. Grundsätzlich wäre es auch nicht notwendig, ein Enddatum für die Braunkohle festzulegen. Mitte der 2040er-Jahre läuft die Genehmigung für den letzten Tagebau aus. Damit steht ein Enddatum de facto bereits fest. Auch der europäische Emissionshandel, dem alle Kraftwerke unterliegen, und der absehbare Ausbaupfad für die erneuerbaren Energien werden die Kohle aus dem Markt drängen. Der DIHK plädiert dafür, bei Entscheidungen zur Kohle in jedem Fall die Auswirkungen auf Versorgungssicherheit und Strompreise zu berücksichtigen. Ein Kohleausstieg wird sicher zu steigenden Preisen führen, die insbesondere für die stromintensive Industrie ein Problem werden können. Der Standort Deutschland kann sich eine weitere Verschlechterung seiner Position in diesem Punkt kaum leisten. Zudem sind deutsche Entscheidungen zur Stromversorgung immer auch solche mit Wirkung auf unsere Nachbarn. So muss das europäische Stromsystem zunächst den Ausstieg aus der deutschen Kernkraft verdauen, bevor weiter in den Markt, der eben heute schon längst kein rein nationaler mehr ist, eingegriffen wird.

Um dem Klimaziel 2020 näher zu kommen, sind im Koalitionsvertrag Sonderausschreibungen für Wind an Land und Photovoltaik in Höhe von jeweils 4.000 MW festgelegt. Auch Offshore-Wind soll einen nicht weiter präzisierten Beitrag leisten. Doch der Klimaeffekt neuer Windräder und PV-

Anlagen wird bis Ende 2020 überschaubar sein, da die Anlagen erst noch gebaut werden müssen. Entscheidend ist aber aus Sicht des DIHK sowieso nicht, ob das Klimaziel 2020 noch rechtzeitig oder mit etwas Verzögerung erreicht wird. Selbst das Ziel 2030 ist nicht mehr als eine Wegmarke. Viel wichtiger ist, dass Deutschland mit Blick auf das Ziel 2050 auf dem richtigen Weg ist. Durch die Beendigung der Kohleverstromung fallen bis dahin über 30 Prozent der momentanen Emissionen weg. Der Kurs ist also gesetzt. (Bo, JSch)

INTERNATIONALES

IRENA legt globales Energiewende-Szenario zugunsten von Erneuerbaren Energien vor

Eine kürzlich veröffentlichte Studie der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) hat modelliert, wie das 2-Grad-Klimaziel erreicht werden kann und welche globalwirtschaftlichen und sozioökonomischen Auswirkungen eine solche Energie- und Klimapolitik hätte. Eines der Ergebnisse: Erneuerbare Energien (EE) und Energieeffizienz können gemeinsam 90 Prozent der nötigen Reduzierungen schultern.

Technisch sei die globale Energiewende bereits möglich. Unter den aktuellen und zurzeit geplanten Politikansätzen sei eine Begrenzung auf zwei Grad jedoch kaum zu erreichen, vielmehr wäre das noch zur Verfügung stehende „CO₂-Budget“ bereits zur Hälfte des Jahrhunderts aufgebraucht. Die Erderwärmung liefe mit den aktuellen Politiken auf 2,6 bis 3 Grad hinaus. Für das Zwei-Grad-Ziel müsse der Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtprimärenergieversorgung von heute 15 Prozent auf rund zwei Drittel in 2050 wachsen, die Energieintensität der Weltwirtschaft müsse bis 2050 um zwei Drittel fallen. Trotz Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum könne dies mithilfe einer breiten Implementierung von Energieeffizienzmaßnahmen und einem erhöhten Zubau erneuerbarer Energien technisch bewerkstelligt werden. Bei konsequenter Umsetzung könnten viele Länder bis 2050 einen Erneuerbaren-Anteil am Gesamtenergieverbrauch von über 60 Prozent erreichen, die Europäische Union sogar von über 70 Prozent.

Im Stromsektor müsste der EE-Anteil auf bis zu 85 Prozent anwachsen, getrieben hauptsächlich durch den Zubau von PV- und Windenergieanlagen. Gleichzeitig müsse sich die Elektrifizierungsrate im Endenergieverbrauch von heute 20 auf 40 Prozent bis 2050 verdoppeln, etwa durch den serienmäßigen Einsatz von E-Autos und Wärmepumpen. Jene Bereiche des Transport-, Gebäude- und Industriesektors, die schwieriger und gar nicht zu elektrifizieren seien, müssten auf andere erneuerbare Lösungen wie Biomasse und -treibstoffe zurückgreifen.

Die jährlichen zusätzlichen Kosten einer solchen globalen Energiewende werden für das Jahr 2050 auf 1,4 Billionen Euro beziffert. Die erzielten Einsparungen würden dies jedoch kompensieren – etwa durch eine sauberere Luft und weniger Umweltschäden. Das globale BIP würde laut Studie ebenso profitieren. Den größten Wohlfahrtsgewinn würden Mexiko, Brasilien, Indien und Ozeanien einstreichen, aber auch Süd- und Westeuropa würden profitieren. Auch auf dem Arbeitsmarkt prognostizieren die Wissenschaftler einer konsequent vorangetriebenen Energiewende demnach sogar einen positiven Effekt: Zwar würden im fossilen Sektor bis 2050 7,4 Millionen Jobs wegfallen, im Bereich der Erneuerbaren Energien kämen hingegen 19 Millionen Arbeitsplätze hinzu. Eingerechnet sind hier allerdings auch Jobs in den angrenzenden Bereichen Energieeffizienz, Netzausbau und Flexibilitätsangebote. Die Studie kann [hier](#) heruntergeladen werden. (Bo)

EUROPA

Emissionshandel: Vorläufige Carbon-Leakage-Liste veröffentlicht

Auch in der vierten Handelsperiode (2021-2030) werden Anlagenbetreiber der Industrie weiter von der Zuteilung kostenloser Zertifikate profitieren. Sektoren, die in die neue Carbon-Leakage-Liste aufgenommen werden, erhalten 100 Prozent ihrer Zertifikate in Bezug auf einen Benchmark der effizientesten Anlagen kostenlos. Die neue Liste wird bis zum Ende des Jahres von der

Europäischen Kommission als delegierter Rechtsakt verabschiedet. Für Sektoren, die sich nicht auf der Liste befinden, wird die Gratiszuteilung bis 2025 auf 30 Prozent beschränkt und läuft dann bis 2030 vollständig aus. Die neue Carbon-Leakage-Liste hat somit starken Einfluss darauf, in welchem Umfang Unternehmen Zertifikate auf dem Markt kaufen müssen. Die Preise der Emissionsberechtigungen sind in der letzten Zeit stark gestiegen.

Im Amtsblatt der EU wurde am 8. Mai 2018 nun die vorläufige Carbon-Leakage-Liste 2021-2030 (CL-Liste 2021-2030) veröffentlicht. Am 16. Mai wird sie in Brüssel mit ausgewählten Interessenträgern diskutiert. Die Kommission hat auf Grundlage der in der reformierten Emissionshandels-Richtlinie festgelegten Kriterien und Verfahren eine quantitative Erstbewertung des Carbon-Leakage-Risikos vorgenommen. Bei 44 Sektoren wurde festgestellt, dass ein Risiko von CO₂-Verlagerungen besteht (Carbon-Leakage-Indikator von mehr als 0,2). Sie sollen in die CL-Liste 2021-2030 aufgenommen werden. Die betroffenen Sektoren sind in Tabelle 2 der Mitteilung aufgeführt.

Zudem enthält die veröffentlichte Mitteilung Listen von insgesamt 28 Sektoren und Teilsektoren/Produkten, die eine qualitative Bewertung oder eine quantitative desaggregierte Bewertung innerhalb von drei Monaten bei der Europäischen Kommission beantragen können.

Anträge müssen auf elektronischem Wege an [CLIMA-CARBON LEAKAGE@ec.europa.eu](mailto:CLIMA-CARBON_LEAKAGE@ec.europa.eu) gesandt werden. Anträge können durch den Branchenverband, der den Sektor vertritt, mehrere Branchenverbände oder mehrere Unternehmen gestellt werden. In der Praxis übernehmen meist die Branchenverbände die Antragsstellung. Informationen zum Verfahren und den Inhalten der Bewertung finden Sie hier: [qualitative Bewertung](#), [desaggregierte Bewertung](#).

Hierzu gehören:

- Sektoren oder Teilsektoren, die eine qualitative Bewertung beantragen können, da sie einen Carbon-Leakage-Indikator zwischen 0,15 und 0,2 aufweisen (Tabelle 3 in der Mitteilung).
- Sektoren oder Teilsektoren, die eine qualitative oder quantitative Bewertung auf desaggregierter Ebene beantragen können, weil sie eine Emissionsintensität von mehr als 1,5 aufweisen (Tabelle 4 in der Mitteilung).

Darüber hinaus können die Mitgliedsstaaten bis zum 30. Juni 2018 bei der Europäischen Kommission eine quantitative Bewertung auf desaggregierter Ebene beantragen, wenn Sektoren in der aktuellen CL-Liste (2015-2020) auf desaggregierter, 6- oder 8-stelliger Ebene (Produktebene) aufgeführt sind (Tabelle 5 in der Mitteilung).

Sektoren und Teilsektoren, bei denen die Berechnung der kostenlosen Zuteilung auf Grundlage des Raffinerie-Benchmarks stattfindet, können laut ETS-Richtlinie ebenfalls einen Antrag auf eine qualitative oder quantitative Bewertung auf desaggregierter Ebene stellen. Die betroffenen Sektoren wurden jedoch nach Angaben der Kommission schon alle durch die quantitative Erstbewertung auf die CL-Liste 2021-2030 aufgenommen. Die aktuell gültige CL-Liste finden Sie [hier](#). Aktuell befinden sich 175 Sektoren auf der CL-Liste. Auf die neue Liste werden entsprechend der Mitteilung der Kommission höchstens 72 Sektoren, Teilsektoren und Produkte aufgenommen.

Hintergrund:

Der Carbon-Leakage-Indikator für die quantitative Erstbewertung ist das Produkt aus Handelsintensität (Werte Importe plus Exporte Drittländern geteilt durch Gesamtmarkt im EWR, d. h. Umsatz im EWR plus Importe aus Drittländer) und Emissionsintensität (kg CO₂ geteilt durch Bruttowertschöpfung). (JSch)

ETS: Marktstabilitätsreserve wird erstmals 265 Millionen Emissionszertifikate vom Markt nehmen

Die Marktstabilitätsreserve (MSR) des europäischen Emissionshandelssystems (ETS) wird im Jahr 2019 knapp 265 Mio. Emissionsrechte vom Markt nehmen. Grund ist, dass die Anzahl der sich im Umlauf befindlichen Zertifikate den Schwellenwert von 833 Mio. Stück übersteigt, wie am 15. Mai

von der Kommission veröffentlicht wurde. Im Jahr 2017 befanden sich gut 1,6 Mrd. Emissionszertifikate auf dem Markt. Das hat die Europäische Kommission ermittelt und in einer [Mitteilung](#) veröffentlicht.

Damit liegt die Anzahl der Zertifikate über dem in der MSR angestrebten Zielwert. Ein Teil wird daher durch den Mechanismus vom vorgesehenen Auktionsvolumen in die Reserve überführt. Die MSR wurde 2015 beschlossen und greift ab Januar 2019. Dann nimmt sie pro Jahr 24 Prozent der überschüssigen Emissionsrechte aus dem Markt, bis ein Handelsvolumen von ca. 833 Mio. Rechten erreicht wurde. Ziel der Reform ist es, den vermeintlichen Überschuss an Zertifikaten auf dem Markt zu verringern und den Zertifikatspreis in die Höhe zu treiben.

Die Anfang November 2017 vereinbarte Reform des ETS für die vierte Handelsperiode hat die Absorptionsrate der MSR für den Zeitraum von 2019 bis 2023 von 12 Prozent auf 24 Prozent verdoppelt. Sie sieht außerdem vor, dass die im Mai 2018 ermittelte Gesamtzahl an Emissionszertifikaten am Markt zunächst nur für die ersten acht Monate des Jahres 2019 die Berechnungsgrundlage für die von der MSR zu absorbierenden Zertifikate bildet. Daraus ergibt sich eine Reduktion von ca. 265 Mio. Zertifikaten für den Zeitraum Januar bis August 2019, was 16 Prozent der gesamt ermittelten Zertifikatsmenge entspricht. Zum 15. Mai 2019 wird die Anzahl dann erneut ermittelt und das Ergebnis bestimmt wiederum die zweite, dann 12-monatige, Phase der MSR von September 2019 bis August 2020.

Eine Erhöhung des Auktionsvolumens durch Rückführung von 100 Millionen Emissionszertifikaten aus der MSR in das ETS ist ebenso möglich, falls eine Untergrenze von 400 Mio. Zertifikaten erreicht wird. In der Reform des ETS ist zudem festgehalten, dass Zertifikate ab 2024 endgültig aus der MSR gelöscht werden. Konkret wird das Volumen der Reserve so stets auf die Menge der im Vorjahr versteigerten Zertifikate beschränkt. Im Jahr 2018 werden im ETS 973,6 Mio. allgemeine Zertifikate (EUA) versteigert (exklusive Zertifikate für den Luftverkehr). Deutschlands Anteil beträgt 194 Mio. (JSch)

Brüssel präsentiert im November neue Klimastrategie

Die Europäische Kommission bereitet aktuell eine Aktualisierung der langfristigen Klimastrategie (Horizont 2050) vor, die im November, d. h. noch vor der nächsten Weltklimakonferenz in Katowice (Polen) veröffentlicht werden soll. Über die konkrete Ausgestaltung der Strategie ist bisher wenig bekannt. Geplant ist jedoch, über den Sommer eine öffentliche Konsultation zu organisieren. Diese könnte nach Angaben der Kommission schon in den nächsten Wochen beginnen.

Die [letzte Strategie](#) - genannt 2050-Fahrplan bzw. 2050-roadmap - stammt aus dem Jahr 2011. Es handelt sich um eine (unverbindliche) Mitteilung der Europäischen Kommission (keine Gesetzgebung). Sie wurde vom Rat, d. h. den Regierungen der Mitgliedsstaaten, nie formell bestätigt. Der Europäische Rat hat die Kommission im März 2018 aufgefordert, spätestens im ersten Quartal 2019 eine neue Klimastrategie vorzulegen.

Es wird spekuliert, dass die Kommission mit der früheren Veröffentlichung der internationalen Gemeinschaft signalisieren will, dass die EU bereit ist, die langfristige Klimaambition der EU zu erhöhen – im Lichte des Pariser Abkommens und des Berichts des UN-Klimaexperten-Panel IPCC zum 1,5°C-Ziel, der auch rechtzeitig zur COP in Katowice veröffentlicht wird. Der 1,5°C-Bericht wird wissenschaftlich untermauern, dass die Staatengemeinschaft vom 1,5°C-Ziel des Pariser Abkommens mit aktuellen Politiken weit entfernt ist und zusätzliche, weitreichende Maßnahmen ergreifen muss.

Aktuell hat sich die EU das Ziel gesetzt, ihre Emissionen bis 2050 um 80 Prozent – 95 Prozent zu senken. Das Pariser Abkommen sieht als Langfristziel die Treibhausgasneutralität in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts vor (= Emissionen und Absorption halten sich die Waage). Die EU könnte versuchen, sich auf eine ähnliche Formulierung zu einigen. Bei den Verhandlungen zur neuen EU-Klima- und Energie-Governance im Rahmen des Energie-Winterpakets fordert das EP „net zero emissions“ bis zum Jahr 2050 – d. h. THG-Neutralität im Jahr 2050. Der Rat lehnt dies bisher ab und präferiert ein am Pariser Abkommen orientiertes Ziel. Der EU-Energie- und Klimakommissar Miguel Arias Canete hat bereits verlauten lassen, dass das Ziel der neuen Klimastrategie die THG-Neutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts sein wird. Am 10. und 11. Juli soll in Brüssel eine Veranstaltung zur neuen Klimastrategie stattfinden. Details sind noch nicht bekannt.

Erste DIHK-Bewertung:

- Eine langfristige Vorausschau kann für die Entwicklung effizienter Maßnahmen von Vorteil sein. Wichtig ist jedoch, dass auf enge, sektorspezifische Zielvorgaben verzichtet wird, da zukünftige technologische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Entwicklungen nur schwer vorherzusehen sind.
- Die EU-Klimastrategie wurde bisher keiner Konsultation von Interessenträgern unterzogen. Bislang bestand also keine Möglichkeit der Partizipation. Die Wirtschaft ist an der Entwicklung der Vision und der Diskussion möglicher Maßnahmen unbedingt zu beteiligen. Nur so gewinnen die Pläne an Glaubwürdigkeit.
- Die Verhandlungen zur Umsetzung des Pariser Klimaabkommens, das im November 2015 verabschiedet wurde und mittlerweile in Kraft getreten ist, gehen nur schleppend voran. Bei der letzten Verhandlungsrunde Ende April/Anfang Mai in Bonn konnten sich die Diplomaten nicht auf einen Entwurf des sogenannten „rulebook“ einigen. Das Regelbuch soll festlegen, wie die Prinzipien und nur rudimentär beschriebenen Prozesse im Pariser Abkommen in der Praxis von den Vertragsparteien umzusetzen sind. Eine zusätzliche Verhandlungsrunde findet deshalb im September in Bangkok (Thailand) statt. Die geplante Verabschiedung des Regelbuchs bei der COP in Katowice im Dezember ist mittlerweile fraglich. In Paris wurde zudem vereinbart, die aktuell stark ausgeprägte Differenzierung zwischen Industrieländern und allen anderen Ländern (Entwicklungsländer, Schwellenländer, etc.) im zukünftigen Klimaregime nicht mehr fortzuführen. In den Verhandlungen post-Paris sind jedoch bzgl. dieses Themas die alten Gräben wieder aufgebrochen. Viele Länder, darunter auch wichtige Emittenten wie China, fordern wieder Sonderregeln (weniger stringente Überwachung). Vor diesem Hintergrund sollte die EU von klimapolitischen Alleingängen absehen.
- Sollten Maßnahmen zur Zielerreichung Teil der Mitteilung sein, so bedarf es einer umfassenden Folgenabschätzung. Um die Chancen des Klimaschutzes für die Wirtschaft auszuschöpfen, sollte die Politik auf marktnahe Lösungen, Energieträgerneutralität und Technologieoffenheit setzen. (JSch)

Neuer EU-Haushalt: Mehr Ausgaben für Klima und Energie

Am 2. Mai hat EU-Haushaltskommissar Oettinger den [Legislativvorschlag der Europäischen Kommission zum Mehrjährigen Finanzrahmen](#) (MFR) nach 2020 vorgelegt. Für den Zeitraum von 2021 bis 2027 ist ein Gesamtbudget von 1.279 Mrd. EUR zu laufenden Preisen vorgesehen – oder 1,114 Prozent des Bruttonationaleinkommens der EU, ohne Großbritannien. Damit ist der neue MFR im Vergleich zum aktuellen (1.087 Mrd. EUR) gewachsen.

Gewachsen ist auch der Anteil des EU-Budgets, der für Klimaschutzzwecke ausgegeben werden soll: von 20 Prozent auf 25 Prozent. Einen größeren Beitrag des europäischen Haushalts zu den Klimaschutzziele hatten im Vorfeld verschiedene Interessengruppen gefordert, darunter auch eine Gruppe europäischer Umweltminister in einem Brief an die Kommission. Die Struktur des neuen MFR orientiert sich an den prioritären Aufgabenbereichen der EU, die im Zuge der Entwicklung des Budgetvorschlags definiert wurden. Die Mittelausstattung dieser Bereiche wurde entsprechend an die neuen Ausgabenprioritäten angepasst, wovon auch Programme mit Energie- und Klimabezug profitiert haben.

Die Ausgaben für das EU-Programm für Umwelt- und Klimapolitik (LIFE) sind mit 5,45 Mrd. EUR (3,5 Mrd. für Umwelt und 1,95 Mrd. für Klima) um 70 Prozent höher angesetzt als im aktuellen MFR. Angesiedelt im Aufgabenbereich „Natürliche Ressourcen und Umwelt“ sollen mit „LIFE“ u. a. auch Energieeffizienz und die Nutzung erneuerbarer Energien gefördert werden.

Für Forschung und Innovation soll fortan ebenfalls mehr ausgegeben werden. Die EU fördert hier mit dem Programm „Horizont Europe“ (vormals Horizont 2020), das u. a. die Bereiche Klima, Energie und Mobilität sowie das Erreichen einer emissionsarmen Gesellschaft zu seinen Schwerpunktbereichen zählt. Im neuen Budget sind hierfür knapp 100 Mrd. EUR eingeplant, ein deutlicher Anstieg zu den gut 60 Mrd. EUR im MFR 2014 - 2020. Auch die Förderung des Infrastrukturausbaus im Energiebereich soll ab 2021 mit rund 60 Prozent mehr Finanzmitteln ausgestattet werden als im bisherigen EU-Haushalt. Im Rahmen der weiterbestehenden Fazilität

„Connecting Europe“, der insgesamt rund 42 Mrd. EUR zugewiesen werden sollen, setzt der neue MFR Ausgaben in Höhe von 8,65 Mrd. EUR für den Ausbau der grenzüberschreitenden Energieinfrastruktur in der EU an. Der Förderfokus soll hier auf intelligenten und digitalisierten Energienetzen sowie grenzübergreifenden Projekten im Bereich erneuerbare Energien liegen.

Zur Deckung der Mehrausgaben setzt die EU-Kommission auf einen Mix aus Mittelkürzung für einzelne Ausgabenbereiche (Agrar- und Kohäsionspolitik), Beitragserhöhungen und der Erschließung neuer Einnahmequellen. Zu Letzterem zählt ein Anteil von 20 Prozent der Einnahmen aus dem europäischen Emissionshandel, der künftig in den EU-Haushalt fließen soll, sowie die Einführung eines zusätzlichen nationalen Beitrags, der sich nach der Menge nicht recycelter Kunststoffverpackungen bemisst. In Ergänzung zum vorliegenden Haushaltsentwurf wird die EU-Kommission zwischen dem 29. Mai und dem 12. Juni detailliertere Gesetzesvorschläge zu den verschiedenen Ausgabenprogrammen vorlegen. Danach beginnen die Verhandlungen mit dem EU-Parlament und den Mitgliedsstaaten im Rat. Erst nach deren Einigung kann der MFR 2021 - 2027 verabschiedet werden. (JSch)

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

Bereits im Dezember 2017 konnten sich die Mitgliedsstaaten im Rat und das Europäische Parlament auf die Klimaziele in den Nicht-ETS-Sektoren einigen. Die [Lastenteilungsverordnung](#) wurde nun auch vom Rat verabschiedet, nachdem das Europäische Parlament sie bereits am 17. März formal angenommen hatte.

In der Verordnung verpflichtet sich die EU bis 2030 ihre Treibhausgasemissionen in den Sektoren Transport, Landwirtschaft, Gebäude und Abfälle im Vergleich zu 2005 um 30 Prozent zu senken. Diese Sektoren sind nicht Teil des europäischen Emissionshandelssystems, verantworten aber rund 60 Prozent der Gesamtemissionen der EU. Deutschlands Ziel bis 2030 beträgt so beispielsweise 38 Prozent (14 Prozent bis 2020). Durch die Verordnung werden auch nach 2020 jedem Mitgliedsstaat jährliche Emissionsbudgets (sog. „Emissionszuweisungen“) zugeteilt, welche die Erreichung eines verbindlichen nationalen Treibhausgasminderungsziels sicherstellen. Der Rat hat außerdem die [Verordnung zur Einbeziehung der Emissionen und des Abbaus von Treibhausgasen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft](#) (LULUCF) verabschiedet. Sie soll sicherstellen, dass sich CO₂-Ausstoß und Senken in diesem Bereich bis 2030 die Waage halten.

Beide Gesetze sollen neben dem europäischen Emissionshandel (ETS) mit dazu beitragen, die EU-Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber 1990 um 40 Prozent zu senken. Ihre formelle Annahme durch den Rat war der letzte fehlende Schritt des Gesetzgebungsprozesses. Nun werden sie im Amtsblatt veröffentlicht und treten dann 20 Tage später in Kraft.

Der DIHK bewertet vor allem den Erhalt der Flexibilität bei der Zielerreichung positiv. Dennoch werden die gesteckten Ziele auf nationaler Ebene, auch in Deutschland, eine Kraftanstrengung verlangen. An der Maßnahmenentwicklung sollte die Wirtschaft beteiligt werden, um die Wettbewerbsfähigkeit nicht zu gefährden. (JSch)

Europäische Integration des Intraday-Stromhandels schreitet voran

Europäische Strombörsen und Übertragungsnetzbetreiber [haben am 24. Mai bestätigt](#), dass die Kopplung der Intraday-Märkte im Rahmen des Projekts XBID weiterhin am 12. Juni 2018 geplant ist.

Vorerst umfasst das Projekt die Märkte von Deutschland, Frankreich, Österreich, Belgien, Dänemark, Estland, Finnland, Litauen, Lettland, Norwegen, den Niederlanden, Portugal, Spanien und Schweden. Im Sommer 2019 sollen dann die meisten anderen europäischen Staaten folgen. Das Projekt ermöglicht den kontinuierlichen grenzüberschreitenden Intraday-Handel zwischen den beteiligten Ländern. Dieser Integrationsschritt trägt zur Vertiefung des europäischen Strombinnenmarkts bei. Vor dem Hintergrund des steigenden Erneuerbaren-Energien-Anteils im Strommix bietet er Marktteilnehmern die Chancen, zum immer kurzfristigeren Ausgleich ihrer Bilanzkreise auch auf ausländische Kapazitäten zurückzugreifen - wodurch die Kosten gesenkt werden können.

ACER-Entscheidung zu Öffnungs- und Vorlaufzeiten

Von Relevanz für die Funktionsweise und die weitere Integration der Märkte ist auch die Entscheidung der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER), dass der grenzüberschreitende Intraday-Handel zu Beginn des Jahres 2019 in allen Kapazitätsberechnungsregionen ab 15 Uhr des Vortages möglich sein muss. Die Vorlaufzeit soll eine Stunde betragen. In Deutschland gelten diese Zeiten bereits für den grenzüberschreitenden Handel.

Die [Acer-Entscheidung vom 24. April 2018](#) wurde Anfang Mai veröffentlicht. Die konkreten Vorgaben sind im [Anhang 1](#) enthalten. Sie dienen der Umsetzung der Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (Netzkodex "CACM"). Acer musste die Entscheidung fällen, da die nationalen Regulierungsbehörden sich auf Grundlage eines Vorschlags der Übertragungsnetzbetreiber nicht einvernehmlich auf eine Regelung einigen konnten.

Von Juni bis Dezember 2018 gelten noch Übergangsregelungen. Sobald die Kopplung der europäischen Intraday-Märkte (sog. Single intraday coupling (SIDC)) in den Kapazitätsberechnungsregionen umgesetzt ist, sollen dann die einheitlichen Zeiten gelten. ACER rechnet damit, dass dies spätestens zu Beginn des Jahres 2019 der Fall sein wird. Sollte es zu Verzögerungen kommen, so würden die Zeiten spätestens einen Monat nach Umsetzung des SIDC in einer Kapazitätsberechnungsregion implementiert werden müssen. (JSch)

Young Energy Europe: Machbarkeitsstudien belegen Schulungsbedarf in Bulgarien, Griechenland, Tschechien und Ungarn

Die Zielländer von Young Energy Europe könnten kaum unterschiedlicher sein, sowohl aus wirtschaftlicher und politischer Sicht als auch aus der Perspektive des Klimaschutzes. Eines haben sie jedoch gemeinsam: den Bedarf, betriebliche Klimaschutzmaßnahmen zu stärken.

Young Energy Europe leistet einen Beitrag dazu, diesen Bedarf zu decken, indem junge Mitarbeiter für die Themen Energie- und Ressourceneffizienz sowie die Auswirkungen betrieblichen Handels auf das Klima sensibilisiert werden – stets abgestimmt auf die nationalen Bedingungen, Ziele und Strategien. Neue Machbarkeitsstudien aus allen vier Ländern belegen die Erfolgsaussichten des Projekts:

In Griechenland besteht besonderes Potenzial im wachsenden Tourismussektor, wo bereits kleine Maßnahmen, z. B. hinsichtlich der Energieeffizienz von Gebäuden, einen bedeutenden Effekt erzielen können. Bei tschechischen Unternehmen herrscht großes Interesse an der effizienten Gestaltung energieintensiver Produktionsprozesse. Nicht nur in Prag, sondern auch in der Region Zlín sollen regionale Unternehmen dank eines zusätzlichen lokalen Schulungsdurchlaufs vom speziellen Know-how zu Energieeffizienzmaßnahmen profitieren. Die gute wirtschaftliche Lage in Ungarn beeinflusst Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen durch Unternehmen positiv. Um diese Entwicklung zu nutzen, wird der Fokus der ersten Schulung auf der Modernisierung von Beleuchtungsanlagen und der Mitarbeitersensibilisierung liegen.

Der erste Workshop von Young Energy Europe wird im Juni in Bulgarien stattfinden. Dabei werden die Teilnehmer ein eigenes Effizienzprojekt entwickeln und somit aktiv zur Umsetzung der nationalen Energiestrategie 2020 beitragen, die der betrieblichen Energieeffizienz besondere Bedeutung beimisst. (ah)

BUND

Netzreservebedarf für den kommenden Winter sinkt

Für den kommenden Winter 2018/19 gehen die Übertragungsnetzbetreiber von einem deutlich sinkenden Netzreservebedarf aus. Statt der Vorhaltung von 10.400 MW im vergangenen Winter wird künftig mit einem maximalen Bedarf von 6.600 MW gerechnet. Diese Menge kann vollständig von inländischen Kraftwerken bereitgestellt werden, ein Rückgriff auf ausländische Reserven ist damit nicht mehr notwendig.

Wie die Bundesnetzagentur (BNetzA) mitteilte, sei ein Grund für die Reduzierung des Reservebedarfs das am 1. Oktober 2018 startende Engpassmanagement zwischen dem deutschen und dem österreichischen Marktgebiet. Damit werden Stromexporte von Deutschland nach Österreich auf den technisch möglichen Umfang reduziert. Bislang seien Exportspitzen nach Österreich Treiber für Netzengpässe gewesen. Von einer grundsätzlichen Entspannung oder Trendwende könne aber angesichts zügig steigender Offshore-Windkapazitäten im Norden, der Abschaltung von Kernkraftwerken in Süddeutschland und eines nach wie vor schleppenden Netzausbaus zwischen den beiden Regionen zur effektiven Verteilung der Energie keine Rede sein, so die Übertragungsnetzbetreiber.

Auch das sich aktuell in den Verhandlungen befindende „Clean-Energy Package“ (das sog. „Winterpaket“) der Europäischen Union könnte den Reservebedarf wieder ansteigen lassen. Dieses sieht vor, dass die Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Handel erhöht werden sollen. Als positiven Effekt daraus erwarten die Netzbetreiber jedoch, dass der Rückgriff auf ausländische Kraftwerke erleichtert wird.

Im vergangenen Winter wurde die Netzreserve an insgesamt 105 Tagen abgerufen, die maximal angeforderte Leistung lag bei 2.163 MW. Auf das gesamte Winterhalbjahr bezogen, wurden rund 1,14 Mio. kWh aus der Reserve abgerufen. Die Kosten für inländische Kraftwerke gingen dabei voraussichtlich von 193,4 Mio. Euro auf 156,7 Mio. Euro zurück. Die Kosten für die Vorhaltung ausländischer Kraftwerke sanken noch deutlich stärker: von 166,8 Mio. Euro im vorherigen Winter auf 41 Mio. Euro in diesem Winterhalbjahr. Der vollständige Bericht der Bundesnetzagentur zum Netzreservebedarf kann [hier](#) heruntergeladen werden. (Bo)

Studie fordert mehr Handlungsspielraum für Verteilernetzbetreiber

Die Kanzlei Becker Büttner Held hat eine Studie zu gegenwärtigen und erwarteten Tätigkeitsfeldern von Verteilernetzbetreibern vorgelegt. Diese würden ihre Aufgaben bislang erfolgreich meistern, stünden jedoch angesichts einer fortschreitenden Dezentralisierung und Digitalisierung der Energiewende vor erheblichen Herausforderungen. Der Gesetzgeber müsse ihnen bei der Anwendung innovativer Lösungen mehr Freiraum lassen.

Insbesondere Netzplanung, Netzbetrieb und Netzführung sind von den Umwälzungen im Stromsektor betroffen: Einerseits müssen immer mehr volatil und dezentral erzeugende Anlagen in das Netz integriert werden, andererseits müssen frühzeitig Entscheidungen hinsichtlich intelligenter Netze gefällt werden, da anderenfalls u. U. auf der Verteilernetzebene unnötige Netzausbaukosten entstehen. Darüber hinaus wird auch die netztechnische Realisierung der Sektorkopplung in erster Linie den Verteilernetzbetreibern zufallen, da fast alle Anlagen zur Umwandlung elektrischer Energie (Power-to-X-Anlagen, Wärmepumpen, E-Autos) und industrieller Prozesse an ihre Netze angeschlossen sind.

Wengleich die Verteilernetzbetreiber ihre systemische Rolle bislang erfolgreich ausfüllen, konstatieren die Autoren, dass die Überwindung bevorstehender Herausforderungen durch einen gegenwärtig unzureichenden regulatorischen Rahmen gehemmt werde. Sie schlagen daher beispielsweise vor, den Verteilernetzbetreibern mit Blick auf künftige Netzengpässe den Zugriff auf zu- oder abschaltbare Lasten oder Speicher in einem marktbasieren Modell zu gewähren. Um die Netzausbaukosten zu senken, müsse den Verteilernetzbetreibern zudem mehr Raum für die Entwicklung innovativer Modelle im Zusammenhang mit der Sektorkopplung zugesprochen werden. Auch die Schaffung rechtlicher Rahmenbedingungen für regionale Flexibilitätsmärkte, auf denen die Verteilernetzbetreiber mit kurzfristigen Leistungen handeln können, wird vorgeschlagen. Darüber hinaus würden aktuell bisweilen falsche Anreize gesetzt: Kann der Netzbetreiber Investitionen in neue Leitungen kurzfristig auf erhöhte Netzentgelte umlegen, so werden Investitionen in intelligente Netze bislang unattraktiv gemacht.

Explizit widersprechen die Autoren dem Narrativ, wonach eine zentral organisierte Energiewende mit größeren Akteuren besser sei: In einer dezentralen Erzeugungswelt seien vielmehr auch dezentrale Lösungen passender. Auch die Größe der Verteilernetzbetreiber sei irrelevant, durch lokale Kooperationen und Auslagerung einzelner Aufgaben an externe Dienstleister könnten alle Aufgaben wahrgenommen werden. Zur Erfassung der Ergebnisse haben die Autoren eine

Umfrage mit über 200 Verteilernetzbetreibern durchgeführt. Die Studie kann [hier](#) heruntergeladen werden. (Bo)

Wind an Land: Ausschreibungsvolumen nicht ausgeschöpft

Erstmals wurde das Ausschreibungsvolumen bei Wind an Land nicht voll ausgeschöpft. Das gab die Bundesnetzagentur bekannt. Von den 670 MW wurden somit nur 604 MW an 111 Gebote vergeben. Der mengengewichtete durchschnittliche Zuschlagswert lag mit 5,73 Cent/kWh entsprechend deutlich über dem Wert der letzten Runde (4,73 Cent/kWh).

Die Zuschlagswerte reichten von 4,65 bis 6,28 Cent/kWh. Diese Werte beziehen sich immer auf einen Standort mit 100 Prozent, so dass die tatsächlichen Zuschläge darüber oder darunter liegen können. Regional gingen die Zuschläge vor allem nach Nordrhein-Westfalen (33 Zuschläge, 138 MW) und Brandenburg (16 Zuschläge, 87 MW).

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

Aufschwung für Direktabnahmeverträge für Grünstrom ab 2021 erwartet

Direktabnahmeverträge für Ökostrom (sog. „Power Purchase Agreements“, PPA) spielen in Deutschland bislang keine Rolle. Bis Ende 2017 umfasste das gesamte PPA-Volumen hierzulande lediglich 10 MW. Ab 2021 könnte sich das jedoch ändern, wovon eine Studie der HSH-Nordbank ausgeht.

Anders als in einigen europäischen Nachbarländern wie Norwegen, Schweden, den Niederlanden oder Großbritannien ist das Volumen von Direktabnahmeverträgen in Deutschland überschaubar. Ursächlich dafür ist in erster Linie das im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgeschriebene Doppelvermarktungsverbot für geförderte Anlagen. Ab 2021 fallen jene Betreiber von Windkraftanlagen, PV und Biomasseanlagen aus der Förderung, die das Ende der Förderzeit erreicht haben. Für die Betreiber von EE-Anlagen stellt sich dann die Frage, wie weiterhin verlässliche Abnahmepreise erzielt werden können.

Die Autoren der Studie argumentieren, dass die Direktabnahmeverträge hier ansetzen und die Kalkulationsunsicherheit für Investitionen in neue Wind- und Solarparkprojekte senken können: Da ohnehin immer mehr Unternehmen ambitionierte Nachhaltigkeitsstrategien verfolgen und ausschließlich Ökostrom beziehen möchten, böte es sich für jene Unternehmen an, mit den Erzeugern des Ökostroms Direktabnahmeverträge abzuschließen. Dank langfristiger Erlössicherheit würden davon auch die Betreiber von Windparks und PV-Anlagen profitieren. Auch Neuinvestitionen in Ökostromprojekte könnten durch Abnahmeverträge abgesichert werden. Hinzukommend wird erwartet, dass mit der Neuregelung der EU-Richtlinie zur Förderung der Erneuerbaren Energien bestehende Hemmnisse zur Direktvermarktung von Ökostrom mittels Direktabnahmeverträgen ab 2021 abgebaut werden.

Perspektivisch werden Direktabnahmeverträge in Europa immer dann zum Einsatz kommen, so die Autoren, wenn EE-Projekte wirtschaftlich betrieben werden können, aber die Preisrisiken am Strommarkt, denen sie ausgesetzt sind, neutralisieren müssen. Die Beratungsagentur Energy Brainpool schätzt den Absicherungspreis für Windstrom aus heutiger Sicht auf 32 Euro/MWh für den Zeitraum 2020 bis 2024.

Eine Leseprobe der Studie ist [hier](#) einsehbar, die komplette Fassung kann per E-Mail bei der HSH-Nordbank angefordert werden. (Bo)

VDI-Studie: Stationäre Energiespeicher zur Spitzenkappung bislang kaum wirtschaftlich

Das VDI Zentrum Ressourceneffizienz hat die Einsatzmöglichkeiten von Energiespeichern in Unternehmen untersucht und ihren ökonomische und ökologische Nutzen bewertet. So wichtig die Rolle von Speichern in der Energiewende zukünftig sein wird, so ernüchternd ist das Zwischenfazit: Für KMU ist die Investition in Speichersysteme zur Spitzenkappung bislang unwirtschaftlich.

Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass unter den heutigen Rahmenbedingungen ein wirtschaftlich lohnender Einsatz von stationären Energiespeichertechnologien in KMU kaum möglich ist, wenn sie zur Minderung von Spitzenlasten eingesetzt werden sollen. Auch in Bezug

auf die Energie- und Ressourceneffizienz ließe sich aufgrund der hohen Umwandlungsverluste bislang kein Vorteil gegenüber dem Direktbezug aus dem Stromnetz feststellen. Es bestünde insofern weiterer Bedarf an Forschung und Entwicklung, um die Nutzbarmachung weiterer technischer Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung und Ausschöpfung dissipativer Prozessenergien (etwa der Bremsenergie) zu ermöglichen.

Ökonomisch sinnvoll könne der Einsatz von stationären Speichern hingegen sein, wenn sie zu anderen Zwecken eingesetzt werden, etwa der unterbrechungsfreien Stromversorgung. Auch wenn im Unternehmen andere Gründe für den Speichereinsatz bestehen, etwa prozesstechnische Erfordernisse, die Netzstabilisierung oder die Eigenbedarfsoptimierung in Kombination mit der Nutzung erneuerbarer Energie, kann sich eine Investition in Speicher lohnen.

Die vorliegende Studie des VDI gibt einen Überblick über bereits am Markt verfügbare stationäre Energiespeichertechnologien sowie über innovative neuartige Lösungen. Dabei wird insbesondere verbraucherseitig untersucht, wie KMU elektrische, elektrochemische und mechanische Energiespeicher gewinnbringend einsetzen können. Der ökonomische und ökologische Mehrwert von Speichern wird anhand von Lithium-Eisenphosphat-Batterien, Blei-Säure-Batterien und Schwungradspeichern analysiert. Weiterhin behandelt werden elektromagnetische Speicher (SMES), Superkondensatoren (Supercaps), Natrium-Hochtemperatur-Batterien und Redox-Flow-Batterien. Die Studie des VDI kann [hier](#) heruntergeladen werden. (Bo)

Änderung der Bezuschlagung bei Sekundärregelleistung und Minutenreserve

Die Bundesnetzagentur macht ernst und ändert die Zuschlagsbedingungen für Sekundärregelleistung und Minutenreserve. Statt wie bislang den Zuschlag nur über den Leistungspreis zu vergeben, wird ab dem 12. Juli 2018 auch der Arbeitspreis einbezogen (sog. Mischpreisverfahren). Damit sollen sehr hohe Arbeitspreise der Vergangenheit angehören.

Dass bislang nur der Leistungspreis für die Bezuschlagung von Regelleistung herangezogen wird, hatte zur Folge, dass mitunter Anbieter zum Zuge kommen, die einen niedrigeren Leistungspreis als Mitbewerber anbieten, dafür jedoch einen deutlich höheren Arbeitspreis. Im Herbst vergangenen Jahres bekamen noch Angebote mit einem Arbeitspreis von 77.777 Euro/MWh einen Zuschlag, insgesamt pendelte sich die Ausgleichsenergie bei 24.000 Euro/MWh ein. Das entspricht einem Allzeit-Höchstwert und gilt sowohl für die Sekundär-, als auch für die Minutenreserve.

Um hier Abhilfe zu schaffen, wird ab dem 12. Juli 2018 ein Mischpreisverfahren zum Einsatz kommen, wonach der Zuschlagswert neben dem Leistungspreis anteilig auch den Arbeitspreis berücksichtigt. Konkret bedeutet das, dass ein Gewichtungsfaktor bestimmen wird, wie stark der Arbeitspreis in den Zuschlagswert einfließt. Dieser entspricht der durchschnittlichen Aktivierungswahrscheinlichkeit von Geboten der jeweiligen Regelenergieart und wird quartalsweise auf Basis der zurückliegenden zwölf Monate neu berechnet. Stehen sich zwei Gebote mit gleichem Zuschlagswert gegenüber, entscheidet der niedrigere Leistungspreis darüber, wer zum Zuge kommt. Ist auch dieser identisch, werden Gebote in der Reihenfolge des Eingangs berücksichtigt.

Die BNetzA erhofft sich von der Anpassung deutlich sinkende Preise für Regelenergie und damit eine Entlastung der Stromkunden. Hintergrund: Der Leistungspreis wird dem Anbieter von Regelenergie für die bloße Vorhaltung von gesicherter Kapazität gezahlt, der Arbeitspreis für den tatsächlichen Einsatz von Regelenergie. Sekundärregelleistung gleicht kurzfristige Schwankungen im Stromnetz zwischen 30 Sekunden und fünf Minuten aus, die Minutenreserve solche über fünf Minuten. Die überarbeiteten Ausschreibungsbedingungen für Sekundär- und Minutenreserve der Bundesnetzagentur sind [hier](#) einsehbar. (Bo)

E-Mobilität: 11 Mrd. Euro Investitionen für flächendeckende Ladeinfrastruktur nötig

So könnten bis 2030 in Deutschland rund 4,7 Millionen Ladesäulen aufgestellt werden – davon 2,5 Millionen an privaten Standorten und 2,2 Millionen im öffentlichen Raum, inklusive 200.000 Schnellladesäulen. Ein derart engmaschiges Netz könnte die Zahl von E-Autos auf deutschen Straßen auf acht Millionen steigen lassen.

Zu diesem Ergebnis kommt eine aktuelle Studie der Unternehmensberatung TCW. In der seit Jahren anhaltenden „Henne-oder-Ei-Debatte“ schlägt sich dieser Beitrag demnach auf die Seite

derjenigen, die die „Ladeinfrastruktur als Enabler der Elektromobilität“ (so der Titel der Studie) ansehen. Um die Zahl der gegenwärtig rund 130.000 E-Autos auf Deutschlands Straßen drastisch zu erhöhen, bedürfte es einer umfassenden Verfügbarkeit von Ladestationen. Bislang stehen deutschlandweit lediglich 4.730 öffentliche Ladestationen mit insgesamt 10.700 Ladepunkten zur Verfügung. Bis zu 11 Milliarden Euro seien an Investitionen nötig, um die bestehenden Niederspannungsnetze auf die künftigen Anforderungen dieser Ladeinfrastruktur vorzubereiten.

Die Studie ist im Internet derzeit nicht abrufbar. (Bo, TB)

Einigung bei Eigenversorgung für KWK-Neuanlagen zwischen Bund und EU

Bundesregierung und EU-Kommission haben sich, vorbehaltlich einer abschließenden Prüfung durch Brüssel, auf die künftige EEG-Belastung bei der Eigenversorgung durch KWK-Neuanlagen (Anlagen ab August 2014) geeinigt. Nach einer längeren Hängepartie erlangen betroffene Unternehmen damit nun wieder mehr Rechtssicherheit.

Folgendes wurde dabei vereinbart:

Den reduzierten Satz von 40 Prozent der EEG-Umlage zahlen künftig KWK-Neuanlagen mit einer Größe unter 1 MW sowie über 10 MW. Ebenfalls 40 Prozent zahlen alle Betreiber von KWK-Neuanlagen in der stromintensiven Industrie. Anlagen mit weniger als 3.500 Vollbenutzungsstunden im Jahr zahlen weiterhin 40 Prozent EEG-Umlage, bei höherer Auslastung steigt die Umlage kontinuierlich an. Betrachtet man den gesamten Eigenverbrauch, werden bei mehr als 7.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr 100 Prozent EEG-Umlage fällig.

Eine abgestufte Übergangsregelung bis 2019 bzw. 2020 gilt für KWK-Neuanlagen, die zwischen dem 1. August 2014 und Ende 2017 errichtet wurden. Die erzielte Einigung gilt rückwirkend ab dem 1. Januar 2018. (Bo)

Meldefrist 30. Juni 2018 im Energiesteuer- und Stromsteuerrecht beachten

Im Energie- bzw. Stromsteuerrecht sind derzeit 15 Steuerbegünstigungs- bzw. -entlastungstatbestände als staatliche Beihilfen einzuordnen; beispielsweise § 9b des Stromsteuergesetzes (Steuerentlastung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes) und § 10 des Stromsteuergesetzes (Erlass, Erstattung oder Vergütung in Sonderfällen, sog. Spitzenausgleich). Für diese müssen seitens der begünstigten Unternehmen jeweils bis zum 30. Juni eines Jahres Anzeigen oder Erklärungen über die tatsächlich erfolgten/realisierten Entlastungshöhen des Vorjahres abgegeben werden. Die betroffenen Entlastungstatbestände und das Verfahren sind in der Energie- und Stromsteuer-Transparenzverordnung (EnSTransV) geregelt.

In der Anzeige/Erklärung sind für jeden Begünstigungstatbestand die folgenden Angaben zu machen:

- der Name des Begünstigten
- die Anschrift des Begünstigten
- der Identifikator des Begünstigten
- die Art und die Menge der im vorangegangenen Kalenderjahr verwendeten Energieerzeugnisse oder die Menge des im vorangegangenen Kalenderjahr entnommenen Stroms
- die Höhe der daraus resultierenden Steuerbegünstigung/-entlastung in Euro
- der Wirtschaftszweig des Begünstigten anhand der Klassifikation der Wirtschaftszweige nach § 2 Nummer 2a des Stromsteuergesetzes
- ob der Begünstigte zum Zeitpunkt der Inanspruchnahme der Steuerbegünstigung/-entlastung als Kleinunternehmen, kleines oder mittleres Unternehmen im Sinne des § 2 Absatz 4 galt.

Unter bestimmten Voraussetzungen besteht die Möglichkeit, sich von der Anzeige- bzw. Erklärungspflicht befreien zu lassen (§ 6 EnSTransV). Ein Antrag auf Befreiung von der Anzeige- oder Erklärungspflicht kann für jeden Begünstigungstatbestand gestellt werden, wenn die Höhe der in Anspruch genommenen Steuerbegünstigung in den drei Jahren vor der Anzeige- oder

Erklärungspflicht pro Kalenderjahr nicht mehr als 150.000 Euro für die jeweilige Begünstigung betragen hat. Die Befreiung von der Anzeige- oder Erklärungspflicht gilt dann grundsätzlich im Jahr der Antragstellung sowie in den beiden darauffolgenden Jahren.

Bei fehlender, unvollständiger oder falscher Anzeige/Erklärung handelt es sich um eine Ordnungswidrigkeit, die durch die jeweils zuständigen Hauptzollämter mit einem Bußgeld von bis zu 5.000 Euro belegt werden kann. Die Anzeige/Erklärung oder auch der Antrag auf Befreiung können schriftlich über die amtlichen Vordrucke oder ein eigens von der Zollverwaltung bereitgestelltes elektronisches Portal erfolgen (die Nutzung dieses Portals ist ab 2019 verpflichtend). Das Erfassungsportal zur EnSTransV kann über die Internetseite der Zollverwaltung (unter der Rubrik „Dienste und Datenbanken“) oder diesen [Direktlink](#) aufgerufen werden. (MBe)

Bafa veröffentlicht neues Hinweisblatt „Stromzähler für Unternehmen in der Besonderen Ausgleichsregel des EEG“

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) hat ein neues Hinweisblatt „Stromzähler“ veröffentlicht. Die Hinweise in diesem Merkblatt sind für das Antragsverfahren 2018 bereits anzuwenden. Allen Unternehmen wird daher empfohlen, die Hinweise zu beachten.

Das Bafa weist darauf hin, dass weitergeleitete Strommengen grundsätzlich anhand geeichter Messeinrichtungen zu erfolgen haben. Zudem stellt eine fehlende Eichung eine bußgeldbewehrte Ordnungswidrigkeit dar. Die Pflicht bezieht sich auch auf Messwandler. Befreiungen von der Eichpflicht durch die zuständigen Behörden der Länder nach § 35 MessEG akzeptiert das Bafa. Des Weiteren muss auch an Abnahmestellen, die nicht der Besonderen Ausgleichsregel unterliegen, geeicht, gemessen und abgegrenzt werden. Eine Differenzmessung (Subtraktion gemessener Mengen) ist möglich, wenn alle anderen Messungen geeicht durchgeführt wurden.

Zur Frage, was ein abzugrenzender Dritter ist, verweist das Bafa auf den Leitfaden „Eigenversorgung“ der Bundesnetzagentur. Demnach handelt es sich um einen Dritten, wenn dieser die tatsächliche Herrschaft über die Verbrauchsgeräte ausübt, deren Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt und das wirtschaftliche Risiko trägt. Eine fehlende geeichte Messung von an Dritte weitergeleiteter Strommengen führt dazu, dass der selbstverbrauchte Strom infiziert ist und damit als nicht nachgewiesen gilt. Eine Begrenzung der EEG-Umlage ist dann nicht möglich.

Gleichwohl lässt die Behörde einige Ausnahmen von der geeichten Messpflicht zu, die teilweise aber nur für die Vergangenheit gelten: Eine Neuermittlung der an das Bafa für das Antragsjahr 2017 gemeldeten Strommengen ist nicht notwendig, wenn das Bafa diese anerkannt hat und diese sich an die Vorgaben des Hinweisblattes Stromzähler vom 28.04.2016 gehalten haben. Strommengen, die zeitweise und in geringem Umfang von einem Dritten verbraucht wurden, müssen nicht abgegrenzt werden. Beides sind unbestimmte Rechtsbegriffe. Eine Präzisierung soll im Rahmen einer EEG-Novelle erfolgen.

Worst-Case-Betrachtung: Soweit in der Vergangenheit keine Messung vorgenommen wurde, kann eine Worst-Case-Betrachtung angewandt werden. Die maximale Leistung wird dabei mit 8.760 Stunden (maximale Jahresstunden) multipliziert und das Ergebnis von der selbstverbrauchten Strommenge abgezogen. Sollte dies nicht möglich sein, ist eine sachgerechte Hochrechnung mit Sicherheitsabschlägen ausnahmsweise zulässig. Das Verfahren der Hochrechnung muss dargelegt werden.

Eigenversorgung: Auch hier ist eine geeichte Messung und damit die Einhaltung der Viertelstundenzeitgleichheit Pflicht. Ist dies in der Vergangenheit nicht erfolgt, kann ausnahmsweise anderweitig sichergestellt werden, dass die Strommengen abgegrenzt werden. Das BMWi arbeitet derzeit an einer generellen Regelung zur Abgrenzung selbstverbraucher von weitergeleiteten Strommengen und zum Thema Zeitgleichheit. Daher steht das Hinweisblatt unter dem Vorbehalt, dass eine gesetzliche Regelung hierzu tatsächlich erfolgt.

Sie finden das Hinweisblatt „Stromzähler“ [hier](#). (Bo, MBe)

Entschädigung für Kernkraftwerksbetreiber beschlossen

Das Bundeskabinett hat beschlossen, RWE und Vattenfall wegen des 2011 beschlossenen Atomausstiegs zu entschädigen. Die Kosten werden laut Bundesumweltministerium „einen niedrigen einstelligen Milliardenbereich nicht überschreiten“ und vermutlich unter einer Milliarde bleiben. Der Beschluss setzt ein Urteil des Bundesverfassungsgerichts von 2016 um.

Mit der Entschädigung werden den beiden Unternehmen die Kosten für getätigte, aber im Nachhinein überflüssige Investitionen sowie für verfallene Stromerzeugungsrechte (Reststrommengen) erstattet. Die tatsächliche Höhe der Summe wird erst 2023 ermittelt werden, wenn die letzten Kernkraftwerke vom Netz gegangen sind und die Menge des nicht produzierten Stroms und damit entgangener Gewinne feststehen.

Neben der Klage in Karlsruhe hat der schwedische Konzern Vattenfall die Bundesrepublik auch vor dem internationalen Schiedsgericht der Weltbank in Washington verklagt. Die Forderung beläuft sich auf insgesamt 4,7 Milliarden Euro Schadensersatz zuzüglich Zinsen. Prinzipiell ist Deutschland als Unterzeichnerstaat der „Energiecharta“ verpflichtet, das Urteil des Schiedsgerichts anzuerkennen und umzusetzen. Der Europäische Gerichtshof hatte jedoch jüngst geurteilt, dass die Beilegung von Streitigkeiten zwischen EU-Staaten nicht durch Urteile internationaler Schiedsgerichte erfolgen könne. Die Europäische Kommission hat sich diesen Standpunkt zu eigen gemacht. (Bo)

Stickstoffdioxid: EU-Kommission reicht Klage gegen Deutschland ein

Am 17. Mai 2018 hat die EU-Kommission gegen Deutschland sowie fünf weiteren EU-Mitgliedsstaaten Klage beim Gerichtshof der Europäischen Union (EuGH) wegen Grenzwertüberschreitungen bei der Luftqualität erhoben. Gegen diese Überschreitungen seien in der Vergangenheit keine geeigneten Maßnahmen unternommen worden. Aus der Klageeinreichung selbst ergeben sich keine unmittelbaren Konsequenzen hinsichtlich möglicher Fahrverbote.

Im Hinblick auf Deutschland (sowie Frankreich und das Vereinigte Königreich) betrifft die Klage die Überschreitung des Grenzwertes von Stickstoffdioxid. Die EU-Kommission wirft Deutschland vor, keine geeigneten Schritte unternommen zu haben, um Grenzwertüberschreitungen zeitlich zu minimieren. Betroffen seien für die Luftqualitätswerte 2016 insgesamt 26 Gebiete (u. a. in Stuttgart, Düsseldorf, München und Hamburg). Hinsichtlich Italien, Rumänien und Ungarn basiert die Klage der EU-Kommission auf der Überschreitung von Feinstaubgrenzwerten.

Sollte der EuGH einen Verstoß Deutschlands gegen europäische Luftqualitätsnormen feststellen, ginge damit eine Verpflichtung zu konkreten Gegenmaßnahmen aus. Blieben diese aus, würde der EuGH in der Regel auch finanzielle Sanktionen aussprechen. Die durchschnittliche Verfahrensdauer beim EuGH lag im Jahr 2016 bei eineinhalb Jahren. Eine genaue Beschreibung des förmlichen Vertragsverletzungsverfahrens einschließlich der Kompetenzen des EuGHs und möglicher Sanktionsrahmen finden Sie [hier](#) (Seite der EU-Kommission). (MH)

Bundesverwaltungsgericht veröffentlicht Urteilsgründe zu Fahrverboten

Das Bundesverwaltungsgericht (BVerwG) hat die Gründe für das Urteil vom 27. Februar zur Zulässigkeit von Fahrverboten in Düsseldorf und Stuttgart veröffentlicht. Danach sind Verkehrsverbote für bestimmte Dieselfahrzeuge ausnahmsweise zulässig, wenn keine anderen geeigneten Maßnahmen zur Verfügung stehen, die Grenzwerte für die Luftqualität so schnell wie möglich zu erreichen. Für deren verhältnismäßige Ausgestaltung gibt das Gericht nun genauere Maßstäbe vor.

In den Urteilsgründen präzisiert das BVerwG, dass das geltende Bundes-Immissionsschutzrecht allein keine weitergehenden Verkehrsbeschränkungen für bestimmte Dieselfahrzeuge zuließe. Gleichzeitig müsse jedoch dem Unionsrecht zur vollen Wirksamkeit verholfen werden. Insbesondere Luftreinhaltepläne, die die EU-Grenzwerte spätestens bis zum Jahr 2020 nicht einhielten, seien schließlich europarechtlich unzulässig. Im Lichte des Unionsrechts müssten die Behörden zur Luftreinhaltung daher auch Fahrverbote als Maßnahme in Betracht ziehen, um EU-Recht einzuhalten. Zu deren verhältnismäßiger Ausgestaltung sollen die Behörden jedoch zwischen den Risiken für die menschliche Gesundheit einerseits und den mit Fahrverboten

verbundenen Belastungen und Einschränkungen für Fahrzeughalter andererseits stärker abwägen als die Verwaltungsgerichte dies zuvor taten.

Dafür unterscheidet das BVerwG zwei mögliche Arten von Verkehrsverboten:

Streckenbezogene Fahrverbote, die einzelne Straßen oder Straßenabschnitte betreffen, bewertet das BVerwG als weniger gravierenden Eingriff. Die dadurch verursachten Umwege seien von Fahrzeughaltern und Anwohnern in der Regel hinzunehmen, da jene Verbote in ihrer Wirkung nicht über straßenverkehrsrechtlich begründete Durchfahrts- und Halteverbote hinausgingen. Besonderen Einzelfällen könne durch Ausnahmeregelungen begegnet werden. Mögliche Verlagerungseffekte auf andere Straßen seien zwar zu berücksichtigen. Führen die dadurch bedingten Umlenkungen von Verkehrsströmen jedoch nicht zu einer erstmaligen oder weiteren Überschreitung des NO₂-Grenzwertes an anderer Stelle, sei die Maßnahme zulässig. Auch mögliche Mehremissionen von CO₂ änderten an dieser Beurteilung nichts.

Zonale Fahrverbote, die einen großflächigen Bereich betreffen, seien dagegen ein erheblicher Eingriff in die Grundrechte der allgemeinen Handlungsfreiheit und des Eigentums. Die damit für Betroffene verbundenen wirtschaftlichen Folgen müssten dementsprechend berücksichtigt werden. In Luftreinhalteplänen seien daher umfassende Übergangsbestimmungen für Euro-5-Fahrzeuge einzuführen. Vor dem 1. September 2019 kämen Fahrverbote für diese Fahrzeuge deshalb nicht infrage. Für Verkehrsverbote für Euro-4-Fahrzeuge und darunter gelten diese Einschränkungen allerdings nicht.

Vor der Verhängung zonaler Verbote haben Behörden allerdings die zwischenzeitliche Entwicklung der Grenzwertüberschreitungen anhand aktueller Erhebungen zu berücksichtigen. Sollte die Belastung deutlich stärker als bisher prognostiziert abnehmen, wäre hierauf mit einem Verzicht auf eine baldige oder eine spätere Einführung eines zonalen Verkehrsverbotes zu reagieren. Für beide Arten der Verkehrsverbote gilt, dass Ausnahmen für bestimmte Gruppen - wie beispielsweise Handwerker oder bestimmte Anwohner - geprüft werden müssen. Allerdings konkretisiert das BVerwG die betroffenen Gruppen nicht weiter. Auch Ausnahmen für Fahrzeuge mit Nachrüstlösungen könnten jedoch ein „Baustein zur Herstellung der Verhältnismäßigkeit“ von Fahrverboten sein.

Das Urteil muss nun durch die Fortschreibung der Luftreinhaltepläne für die Städte Düsseldorf und Stuttgart umgesetzt werden. Düsseldorf wird dafür zumindest die skizzierten Durchfahrverbote für belastete Streckenabschnitte in Betracht ziehen müssen. Im Stuttgarter Plan ist die verhältnismäßige Ausgestaltung der Verkehrsverbote hinsichtlich der Übergangsbestimmungen und Ausnahmen sowie vor dem Hintergrund der sinkenden Schadstoffbelastung zu prüfen.

Auch für die mehr als 20 Städte, in denen vergleichbare Klagen von Umweltverbänden oder Anwohnern beim Verwaltungsgericht anhängig sind, entfaltet das Leipziger Urteil Signalwirkung. Um Verkehrsverbote für bestimmte Fahrzeuge in ganzen Umweltzonen zu vermeiden, zeigt das BVerwG ihnen mit dem Verweis auf die Entwicklung der Luftqualität und möglichen Ausnahmen für nachgerüstete Fahrzeuge einen potenziellen Ausweg auf. Die Urteile können auf der Seite des BVerwG abgerufen werden. Für Düsseldorf [hier](#) und Stuttgart [hier](#). (HD, MH)

Verordnung über mittelgroße Feuerungsanlagen

Das Bundesumweltministerium (BMU) hat einen Verordnungsentwurf über mittelgroße Feuerungsanlagen zur Anhörung versendet. Mit der neuen Bundesimmissionsschutzverordnung (BlmSchV) sollen Emissionsgrenzwerte sowie verschiedene weitere Anforderungen für Anlagen zwischen 1 und weniger als 50 Megawatt eingeführt und die sogenannte MCP-Richtlinie in Deutschland umgesetzt werden.

Für Anlagen im Geltungsbereich der neuen Verordnung werden vergleichbare Anforderungen bisher in der Technischen Anleitung Luft (TA Luft) und in der Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen (1. BlmSchV) geregelt. Diese Anforderungen sollen nun in einer einzigen Verordnung zusammengefasst werden. Damit will das BMU die Richtlinie (EU) 2015/2193 zur Begrenzung der Emissionen bestimmter Schadstoffe aus mittelgroßen Feuerungsanlagen in die Luft (MCP-Richtlinie) umsetzen und die Anforderungen dem fortgeschrittenen Stand der Technik anpassen. Da Deutschland zudem nationale Reduktionsverpflichtungen (NERC- und Luftqualitäts-

Richtlinie) erfüllen muss, sollen besonders Emissionen von Stickstoff- und Schwefeloxiden reduziert werden.

Die Anforderungen betreffen etwa 33.000 sowohl genehmigungsbedürftige sowie nicht genehmigungsbedürftige Feuerungsanlagen in Deutschland. Darunter fallen zum Beispiel Anlagen, in denen Stein- oder Braunkohle, Holz und Biomasse, Bio- sowie Erdgas oder Öl verbrannt werden, aber auch Gasturbinen oder Verbrennungsmotoranlagen (z. B. Notstrommotoren). Für 16 Anlagenarten werden Ausnahmen vom Anwendungsbereich definiert: Darunter fallen z. B. große Feuerungsanlagen (13. BImSchV), mobile Maschinen (EU-VO 2016/1628), Wärme- und Wärmebehandlungsöfen (z. B. Hochöfen), Koksöfen, Krematorien oder Ablaugekessel in der Zellstoffindustrie.

Kern der Verordnung sind Emissionsgrenzwerte für Luftschadstoffe für unterschiedliche Anlagenarten. Zudem werden einzelne technische Anforderungen zur Reduzierung der Emissionen vorgegeben (Abschnitt 2). Einen großen Umfang nehmen zudem Vorgaben an die Überwachung ein (Abschnitt 3). Hier werden Art (z. B. zu ermittelnder Schadstoffparameter, zu verwendende Messeinrichtungen) und Häufigkeit (einmalige, wiederkehrende oder kontinuierliche) von Messungen vorgegeben. Zudem werden Registrierungs- und Dokumentationspflichten eingeführt: Beispielsweise über die Art und Menge der in der Anlage verwendeten Brennstoffe (§ 6) oder eine Aufbewahrungspflicht von Überwachungsergebnissen von sechs Jahren. Vor Inbetriebnahme neuer Anlagen müssen diese von den Betreibern registriert werden, ebenso wie bis zum 1. Dezember 2023 bestehende nicht genehmigungsbedürftige Anlagen. Die Anlagen sollen ab September 2019 in einem öffentlich zugänglichen Anlagenregister geführt werden. Weitere Nachweis- und Meldepflichten (bspw. beim Ausfall der Abgasbehandlung) ergeben sich aus den Abschnitten zu den Emissionsgrenzwerten und der Überwachung.

Besonders relevant für bestehende Anlagen sind die Übergangsregelungen (§ 37) und die Möglichkeiten zur Zulassung von Ausnahmen (§ 31). Letztere sollen im Einzelfall nur zulässig sein, wenn Anforderungen der Verordnung nicht oder nur mit unverhältnismäßigem Aufwand möglich, der Stand der Technik ausgeschöpft, die Schornsteinhöhe korrekt ausgelegt und EU-Vorgaben eingehalten wären. Die meisten Emissionsgrenzwerte (§ 8 bis § 16) sollen für bestehende Anlagen 5 Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung gelten. Das BMU führt in der Begründung aus, dass der Verordnungsentwurf an vielen Stellen über europäische Vorgaben hinausgeht. Dafür schätzt es einen einmaligen Erfüllungsaufwand von 59,4 Millionen Euro und jährlich zusätzlichen Aufwendungen von 23,7 Millionen Euro. (HD)

VERANSTALTUNGEN

IHK-Unternehmersprechtag „Energieeinkauf“, Mittwoch, 27. Juni 2018, 10:00 bis 17:00 Uhr, Industrie- und Handelskammer Aachen, Theaterstraße 6 - 10, 52062 Aachen

Die IHK Aachen richtet gemeinsam mit dem Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V. (VEA) einen Sprechtag zum Thema "Energieeinkauf" aus: In einem 45-minütigen persönlichen Gespräch mit einem VEA-Energieexperten und dem Energieeffizienz-Lotsen der IHK Aachen haben Unternehmer die Möglichkeit, individuelle Fragen rund um das Thema Energieeinkauf, Energievertrag und Energieeffizienz zu erörtern.

Weitere Informationen und Anmeldung: Doris Napieralski, 0241 4460-119, E-Mail: intus@aachen.ihk.de.

Kostenloses Webinar „Solarthermie in der Prozesswärme“, 20. Juni 2018

Während die Erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland kontinuierlich Zuwachsraten verzeichnet, stagniert die Erneuerbare Wärmeproduktion seit Jahren. Zeitgleich gibt es jedoch vor allem im Nieder- aber auch Mitteltemperaturbereich viele Prozesse, in denen der Einsatz solarer Wärme bereits heute gut funktionieren kann.

Wie Unternehmen mit Solarthermie-Anlagen ihre konventionelle Wärmeerzeugung etwa für Warmwasser, Trocknungs- und Heizprozesse umweltfreundlich und kostenattraktiv ergänzen können, erfahren Sie am 20.06.2018 ab 11:00 Uhr im nächsten Webinar der Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz. Aufbauend auf den Erfahrungen aus verschiedenen Solarthermie-Projekten der Universität Kassel wird Dr.-Ing. Bastian Schmitt die Grundlagen der Solarthermie, Fortschritte der letzten Jahre und Planungsschritte für den Einsatz in Unternehmen vorstellen.

Dass Solarthermie in der Prozesswärme funktioniert, zeigen heute bereits über 200 Anlagen in deutschen Unternehmen. Vor allem die fehlende Belastung durch die Energiesteuern und Umlagen sorgen für Attraktivität. Zeitgleich legt das Bundeswirtschaftsministerium mit umfangreicher Förderung nach.

Die Zugangs- und Anmeldeinformationen für das Webinar erhalten Sie auf der [Homepage der Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz](#).

Runder Tisch: UK Government 25 Year Environment Plan, 25. Juni 2018, 13-14 Uhr (inkl. Mittagessen), Gustav-Stresemann-Institut (Langer Graben 68, 53175 Bonn)

Die britische Botschaft und das Gustav-Stresemann-Institut laden ein zur Vorstellung und Diskussion der neuen britischen Umweltstrategie, dem 25 Year Environment Plan. Der Plan legt dar, wie Großbritannien seine Umweltstandards nach dem Austritt aus der EU nicht nur erhalten, sondern erhöhen will: Neue Ansätze für das Management von Landwirtschaft und Fischerei, Ziele zur Verbesserung der Wasserqualität und zur Kreislaufwirtschaft, Vermeidung von Plastik, ein Enddatum für Autos mit Verbrennungsmotor u.a. Als besonders innovatives Element liegt ein Naturkapital-Ansatz der Strategie zugrunde. Nick Barter, Unterabteilungsleiter im britischen Umweltministerium, wird den Plan vorstellen, gefolgt von einer offenen Diskussionsrunde. Die Veranstaltung findet in englischer Sprache statt.

Für weitere Informationen und Anmeldung (bitte bis 20.06.) wenden Sie sich bitte an Frau Anna Comino (Anna.Comino@fco.gov.uk).

Neues im Abfallrecht, 2. Juli 2018, 13:30-17:00 Uhr, IHK Köln, Camphausen-Saal

Neuerungen im Abfallbereich sind für viele Unternehmen von besonderer Bedeutung, sei es bei der Entsorgung gefährlicher Abfälle oder beim Inverkehrbringen und der Rücknahme von Verpackungsabfällen.

Im letzten Jahr wurde beispielsweise die neue Gewerbeabfallverordnung verabschiedet, am 1. Januar 2019 tritt im Wesentlichen das neue Verpackungsgesetz in Kraft. Viele Betriebe fragen sich: Welche Änderungen kommen konkret auf mein Unternehmen zu? Wie kann und wie muss ich mein Unternehmen vorbereiten? Damit Sie auf dem neuesten Stand bleiben, laden wir Sie herzlich ein zu dieser kostenfreien Informationsveranstaltung.

Diskutieren Sie mit unseren Rechtsexperten, Herrn Rechtsanwalt Dr. Ralf Kaminski und Herrn Rechtsanwalt Markus Figgen (avocado Rechtsanwälte), welche Änderungen Ihr Unternehmen konkret betreffen.

Zur Anmeldung gelangen Sie über folgenden Link: <https://www.ihk-koeln.de/I0210018019.AxCMS>

Quellenangabe:

Die mit Kürzeln (Bo), (JSch), (ah), (tb), (MBe), (MH), (JPV), (sh), (ko), (HD), (FL) 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	Tel.: 0241 4460-106 E-Mail: paul.kurth@aachen.ihk.de
	Dieter Dembski	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	Tel.: 0228 2284-164 E-Mail: neuerbourg@bonn.ihk.de
	Magdalena Poppe	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	Tel.: 0211 3557-262 E-Mail: busch@duesseldorf.ihk.de Fax: 0211 3557-9262
	Philipp Heitkötter	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	Tel.: 0203 2821-311 E-Mail: noke@niederrhein.ihk.de Fax: 0203 285349-283
	Jörg Winkelsträter	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	Tel.: 02131 9268-573 E-Mail: goertz@neuss.ihk.de Fax: 02151 635-44573
	Dominik Heyer	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