



BECKER BÜTTNER HELD

ENERGIEPOLITIK

NEWS

Januar 2016

WO STEHEN WIR NACH 2015?

Sehr geehrte Damen und Herren, liebe Leserinnen und Leser,

wir wünschen Ihnen ein erfolgreiches, glückliches und vor allem gesundes neues Jahr 2016!

Bevor das junge Jahr noch älter wird, möchten wir – wie auch schon in der Vergangenheit – mit Ihnen einen gemeinsamen Blick zurück in das energiepolitische Jahr 2015 werfen. Ruhig war es jedenfalls nicht, soweit sind wir uns wohl einig. Insgesamt aber wird dieses Jahr mehr als nur unruhig in Erinnerung bleiben. Es hat das Potential, in der Zukunft (zum Beispiel im oft genannten Jahr 2050) als eines der Schlüsseljahre angesehen zu werden, als ein Jahr, in dem entscheidende klima- und energiepolitische Weichen gestellt wurden, um unser gesellschaftliches Ziel zu verwirklichen: Unseren Kindern ein Land und eine Welt zu hinterlassen, die weiterhin lebenswert sind.



NEWS

Januar 2016



BECKER BÜTTNER HELD

Ein Meilenstein hierbei ist das kurz vor Jahresende in Paris geschlossene Klimaabkommen. Dieses setzt erstmals überhaupt international verbindliche Klimaschutzziele fest und begrenzt die Erderwärmung auf bestenfalls 1,5 °C, höchstens jedoch 2 °C. Alle Staaten fühlten sich zur Verantwortung gezogen und arbeiteten mit, ein umfassendes Abkommen zu schaffen, das sowohl den Industrienationen, den Schwellenländern als auch den Völkern, die aufgrund ihres Wohnorts am stärksten bedroht waren, gerecht wurde. Das bemerkenswerte Ergebnis kann sich nicht nur sehen lassen, es wird auch in Deutschland die Diskussion weiter verstärken, wie man vor allem die Dekarbonisierungsziele am besten erreichen kann.

Auf nationaler Ebene ging das Projekt „Energie-wende“ voran. Ihr größter Einzelbaustein bestand 2015 aus der Festlegung auf ein neues Strom-marktdesign ([Teil 1](#)). Das „Marktdesign“ reduziert sich nicht nur auf die Frage der Einrichtung oder Nicht-Einrichtung von Kapazitätsmärkten. Viele Einzelmaßnahmen und Entwicklungen gestalten gemeinsam auch das „Design“ des Energiemarktes, indem Technologien gefördert oder gehindert werden und Anforderungen an die Netze gestellt werden ([Teil 2](#)). Und was sonst noch so los war in der Energiepolitik haben wir versucht, in [Teil 3](#) zu pressen, bevor wir in [Teil 4](#) einen Ausblick auf das energiepolitische Jahr 2016 geben.

Im Namen aller Kollegen und Beteiligten von BBH, Becker Büttner Held, wünsche ich Ihnen viel Spaß bei der Lektüre. Wie stets freuen wir uns über Ihr Feedback.

Herzliche Grüße

Ihre

Dr. Ines Zenke

(ines.zenke@bbh-online.de; 030/6112840-179)

NEWS

Januar 2016

INHALT

TEIL 1: DAS STROMMARKTDESIGN.....	6
I. DER ENTSTEHUNGSPROZESS.....	6
II. DIE GRUNDSATZENTSCHEIDUNG FÜR DEN STROMMARKT 2.0	6
III. DIE RESERVEN	7
TEIL 2: ENERGIEWENDE BRINGT VIELFÄLTIGE NEUERUNGEN.....	8
I. DER KERNENERGIEAUSSTIEG	8
II. FÖRDERUNG IM BEREICH DER FOSSILEN STROMERZEUGUNG: DIE KWKG-NOVELLE.....	9
III. FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN: ERSTE (FREIFLÄCHEN)AUSSCHREIBUNGEN	10
IV. GESETZ ZUR „DIGITALISIERUNG DER ENERGIEWENDE“	11
V. NOVELLE DER SYSTEMSTABILITÄTSVERORDNUNG	12
VI. DIE GASVERSORGUNGSSICHERHEIT IN DEUTSCHLAND	12
TEIL 3: WEITERE ENERGIEPOLITISCHE ENTWICKLUNGEN IM UND RUND UM DAS ENERGIERECHT.....	13
I. DAS KLIMASCHUTZABKOMMEN VON PARIS.....	13

NEWS

Januar 2016



II. EMISSIONSGRENZWERTE FÜR FEUERUNGSANLAGEN	14
III. EMISSIONSHANDEL: STRAFZAHLUNGEN SIND UNZULÄSSIG	15
IV. DER EUROPÄISCHE ENERGIEHANDEL..	16
V. DIE VERGABE VON KONZESSIONEN.....	19
VI. DER BEIHILFERECHTSSTREIT UM DAS EEG.....	19
VII. DIE ZUKUNFT DER EIGEN- VERSORGUNG	20
VIII. DER UMGANG MIT INDIVIDUELLEN NETZENTGELTEN	20
IX. ZU PREISANPASSUNGEN IN DER GRUNDVERSORGUNG UND IN SONDERVERTRÄGEN	21
TEIL 4: ZUM SCHLUSS NOCH EIN AUSBLICK AUF 2016.....	22

NEWS

Januar 2016

TEIL 1: DAS STROMMARKTDESIGN

Während wir im Jahr 2050 wahrscheinlich schon über den Strommarkt 4.2.2 reden, steht uns aktuell die Transformation zum Strommarkt 2.0 bevor.

I. DER ENTSTEHUNGSPROZESS

Das neue Strommarktdesign soll genügend Anreize bieten, damit die Versorgungssicherheit und Netzstabilität auch in einer Welt mit stark fluktuierender Stromerzeugung durch Sonne und Wind gewährleistet bleibt.

Noch im Jahr 2014 wurde mit dem [Grünbuch](#) ein Diskussionsentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums vorgelegt, zu dem bis März 2015 die Gelegenheit bestand, Stellung zu nehmen. Das energiepolitische Jahr begann also für viele Akteure mit dem Verfassen einer solchen Stellungnahme; insgesamt sind rund 700 eingegangen.

Im Mai 2015 erschien dann das [Weißbuch](#), das die weitergeführten Überlegungen und die Auseinandersetzung mit den Stellungnahmen durch das Bundeswirtschaftsministerium enthielt.

Am 27.08.2015 wurde dann erstmals das Ergebnis des Grün- und Weißbuchprozesses in Gesetzesform veröffentlicht – drei Tage nach Ablauf der Stellungnahmefrist zum Weißbuch (die nur noch etwa 300 Stellungnahmen waren natürlich schneller zu lesen) ...

II. DIE GRUNDSATZENTSCHEIDUNG FÜR DEN STROMMARKT 2.0

Der erste [Entwurf eines Strommarktgesetzes](#) vom August war als Artikelgesetz ausgestaltet, und beinhaltete auf schlanken 127 Seiten Vorschläge und Erläuterungen zu Änderungen des [Energiewirtschaftsgesetzes](#) (EnWG), der [Stromnetzentgeltverordnung](#) (StromNEV), der [Stromnetzzugangsverordnung](#) (StromNZV), der [Reservekraftwerksverordnung](#) (ResKV) und des [Erneuerbare-Energien-Gesetzes](#) (EEG). Die für den Markt wichtigste Grundentscheidung war eigentlich vorher schon bekannt gewesen: Es würde keinen Kapazitätsmarkt geben, sondern es sollte ein EoM 2.0 (Energy-Only-Market) werden, also der Strommarkt 2.0. Damit wurde den von vielen Kraftwerksbetreibern favorisierten Modellen eine Absage erteilt, die einen Leistungspreis für das reine Vorhalten von Kraftwerkskapazitäten vorgesehen haben.

Stattdessen soll sich aus dem Preis für die Arbeit der Anreiz für die Marktakteure ergeben, ausreichend Kapazitäten vorzuhalten. Das Schlüsselement ist das Bilanzkreissystem: Indem jeder Bilanzkreisverantwortliche, sei er Lieferant, Händler, Erzeuger oder Großverbraucher, gezwungen ist, Prognosen zu erstellen und notfalls durch Käufe und Verkäufe auf dem Intraday-Markt diese auch „wahr“ werden zu lassen, werden einzelne Viertelstunden extreme Preise sehen. Daraus soll sich der Anreiz ergeben, Erzeugung und Verbrauch zu flexibilisieren, um von

NEWS

Januar 2016

diesen Extrempreisen zu profitieren. Die Energiebörse EEX entwickelt(e) auch bereits passende Absicherungsprodukte.

Gesetzestechisch soll das im neuen § 1 Abs. 4 Nr. 1 EnWG als Ziel verankert werden, nämlich „die Preisbildung für Elektrizität durch wettbewerbliche Marktmechanismen zu gewährleisten und die Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher zu stärken“. Wichtige Grundsätze des Strommarkts sollen festgelegt werden: Dazu zählen die Freiheit der Preisbildung von regulatorischen Eingriffen, die Stärkung der Bilanzkreistreue im bestehenden Bilanzkreis- und Ausgleichensystem, die Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage, der bedarfsgerechte und effiziente Netzausbau, die Integration von Ladeinfrastruktur für Elektromobile, die Transparenz des Strommarkts und die Integration der europäischen Strommärkte.

III. DIE RESERVEN

Zusätzlich zum Strommarkt 2.0 will das Bundeswirtschaftsministerium noch zwei Arten von Reserve vorhalten: Eine Netzreserve und eine Kapazitäts- bzw. Klimareserve.

Die Netzreserve soll aus Erzeugungsanlagen bestehen, die aus der Sicht der Übertragungsnetzbetreiber benötigt werden, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Diese sollen bis zum 30.11.2016 entscheiden, ob und wo dieser Bedarf tatsächlich besteht, hierbei durften regionale Kernanteile

ausdrücklich berücksichtigt werden. Besteht Bedarf, schreiben die ÜNB die entsprechenden Anlagen aus. Auch Neuanlagen sind hier möglich.

Die Kapazitätsreserve soll über die Netzstabilität hinaus auch dafür Gewähr leisten, dass „genug Strom für alle“ auch zu jedem Zeitpunkt da ist. Im Gegensatz zu den Ideen der Kapazitätsmarktmodelle sollen die Kraftwerke der Kapazitätsreserve nicht mehr am Markt teilnehmen und wirklich nur als Notreserve bereitgehalten werden.

In der Gestalt der Klimareserve soll dieser Mechanismus zugleich dazu genutzt werden, emissionsintensive (Braun)Kohlekraftwerke aus dem Markt zu nehmen. Die Reserve für Versorgungsausfälle soll damit gleichzeitig zur Einhaltung der deutschen Klimaschutzziele beitragen. Ein Kernpunkt ist daher das Rückkehrverbot in den Markt für die teilnehmenden Kraftwerke: Es ist ein goldener Handschlag. Politisch ist das – nachvollziehbarerweise – sehr umstritten. Die Kritiker sehen darin ein überteuertes Instrument, mit dem reichen Unternehmen noch mehr Geld hinterhergeworfen wird, und durch das zugleich effizientere Maßnahmen unterlassen werden. Realistisch wird man aber sagen müssen, dass auch dies ein Kompromiss aus Industrie-, regionaler Struktur-, Klimaschutz- und Energiepolitik war, der niemanden wirklich zufriedenstellt, aber auf lange Sicht in die richtige Richtung zeigt.

Das Strommarktgesetz als legislativer Vorschlag für das Strommarktdesign hat noch viele weitere

NEWS

Januar 2016

Aspekte, die teilweise für Aufregung sorgen: vermiedene Netzentgelte, Umlage der Kosten der Regelleistung, Änderungen im Verhältnis von EEG-Förderung und Stromsteuerbefreiung, Spitzenkappung der EEG-Einspeisung. Manche Dinge, die im [Grün-](#) und [Weißbuch](#) angelegt sind, fanden gleich gar keinen Einzug in den Gesetzesentwurf wie z.B. angekündigte Erleichterungen für Lastflexibilität oder individuelle Netzentgelte.

Anfang November wurde mit einigen Änderungen gegenüber dem Ursprungsentwurf ein [Kabinettsentwurf](#) von der Bundesregierung verabschiedet. Gleichzeitig wurde auch eine [Kapazitätsreserververordnung](#) (KapResV) beschlossen, welche nach den Plänen der Bundesregierung unmittelbar nach Wirksamwerden des Strommarktgesetzes verkündet werden und in Kraft treten soll. Nachdem der Bundesrat seine [Stellungnahme](#) zum Kabinettsentwurf eines Strommarktgesetzes abgegeben hat, steht nun die Befassung im Bundestag aus. Die Diskussion wird also in 2016 definitiv fortgeführt.



TEIL 2: ENERGIEWENDE BRINGT VIELFÄLTIGE NEUERUNGEN

Nicht erst 2015 wurde klar, dass zusätzliche Maßnahmen nötig sind, um unter einem neuen Energiemarktdesign allzeit eine stabile und sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Allerdings nahm man in diesem Jahr verschiedene strukturelle Maßnahmen in Angriff und brachte Entscheidungen auf den Weg, die die Energiewende letztlich ermöglichen bzw. begleiten sollen.

I. DER KERNENERGIEAUSSTIEG

Eine Technologie, die in Deutschland im Jahre 2050 nur noch von energiehistorischem Interesse sein wird, zählte 2015 mit einem Anteil an der Gesamtstromerzeugung von ca. 15 % neben der fossilen Erzeugung noch zu den Grundpfeilern der Stromversorgung: Die Kernkraft.

Zwar hatte sich die Bundesrepublik Deutschland schon vier Jahre zuvor für den endgültigen Ausstieg aus der atomaren Stromerzeugung bis Ende 2022 entschieden, nachdem es am 14.03.2011 infolge eines Tsunamis zur Reaktor Katastrophe von Fukushima kam. Allerdings wollten die damals größten Energiekonzerne, die Anteilseigner der Kernkraftwerke waren, aus ihren Meilern bis zum Laufzeitende wirtschaftlich noch das Möglichste herausholen, da Kernkraftwerke mit vergleichsweise geringen Grenzkosten der Stromerzeugung trotz insgesamt niedriger Strompreise an der Börse noch auskömmliche Gewinne abwarfen.

NEWS

Januar 2016

Mit dem politisch beschlossenen Ende der atomaren Stromerzeugung rückte jedoch unweigerlich die Folgefrage in den Fokus, wie die Stilllegung und der Rückbau der Kraftwerke sowie nicht zuletzt die Lagerung des Atom Mülls umgesetzt werden können. Eng damit verbunden ist die Ungewissheit, welche Kosten der Atomausstieg letztlich verursacht und wie die hierfür notwendige Finanzierung abgesichert werden kann. Weil die Meinungen auseinandergehen, ob die von den Energieversorgern mit atomaren Erzeugungskapazitäten [zurückgestellten Mittel für die Finanzierung des Kernenergieausstiegs](#) ausreichen und wer für die Mittel aufkommt, wurde 2015 eine unabhängige und selbständige [Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs \(KFK\)](#) gegründet, die Lösungen aufzeigen soll. Die Ergebnisse der KFK werden für Februar 2016 erwartet. Kurz darauf wird das Bundesverfassungsgericht zur Frage [verhandeln](#), ob der Atomausstieg auch verfassungsgemäß war.

II. FÖRDERUNG IM BEREICH DER FOSSILEN STROMERZEUGUNG: DIE KWKG-NOVELLE

Im Jahre 2015 spielte auch die Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen (Steinkohle, Braunkohle, Gas, Öl) noch eine deutlich größere Rolle als man es sich 2050 wahrscheinlich noch wird vorstellen können. Die konventionellen Stromerzeugungsanlagen, die zusammen mit der Kernenergie lange Jahre das Fundament der deutschen Stromerzeugung bildeten, wurden jedoch aufgrund steigender regenerativer Stromerzeugung zu-

nehmend zur Komplementärtechnologie. Weil Systemsicherheit aber ohne flexible Erzeugungsanlagen (noch) nicht denkbar ist, konzentrierte man sich auch 2015 darauf, die erforderliche konventionelle Erzeugungskapazität nach Möglichkeit effizient durch gekoppelte Kraft- und Wärmeerzeugung (KWK) bereitzustellen.

Um die Klimaziele und die gewollte Reduktion von CO₂ zu erreichen, soll der KWK-Anteil sukzessive ausgebaut werden. Dies droht jedoch zu scheitern, da selbst hocheffiziente KWK-Anlagen aufgrund der niedrigen Strompreise an der Börse zunehmend unwirtschaftlich werden. Daher wurde 2015 auch die [Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes \(KWKG\)](#) auf den Weg gebracht, wobei der Blick sowohl auf die förderungsberechtigten Anlagen als auch auf die Höhe ihrer Förderung gerichtet war. Demnach sollten auch Anlagen eine Förderung erhalten, die erst bis Ende 2022 in Dauerbetrieb genommen wurden, anstatt zuvor bis Ende 2020. Eine Förderung kann auch für Strom beantragt werden, der nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wurde, aber EEG-umlagepflichtig ist. KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 50 kW soll eine Förderung für 60.000 statt der zuvor maßgeblichen 45.000 Vollbenutzungsstunden zugesprochen werden.

Ein noch wichtigerer Streitpunkt der KWKG-Novelle drehte sich aber um die Frage, ob das überarbeitete Fördersystem auch kohlebefeuernden KWK-Anlagen zugutekommen sollte. Hier ent-

NEWS

schied sich die Bundesregierung dafür, Kraftwerksbetreibern, die eine kohlebefeuerte KWK-Anlage ersetzen, einen Bonus zu gewähren. Um CO₂-Emissionen weiter zu verringern, sollten KWK-Anlagen, die Strom und Wärme auf Basis von Stein- oder Braunkohle erzeugen, künftig nicht mehr gefördert werden, wobei allerdings im Bau befindlichen Kohle-KWK-Anlagen Vertrauensschutz gewährt wird.

Der Bundesrat seinerseits war mit verschiedenen Details des KWKG nicht so richtig einverstanden. Er hat zwar davon abgesehen, den Vermittlungsausschuss anzurufen und damit das Startdatum der Förderung zu gefährden. Er hat aber auch eine EntschlieÙung auf den Weg gebracht und die Bundesregierung gebeten, das KWKG an verschiedenen Stellen nachzubessern. Dies betrifft z.B. die Ungerechtigkeit, dass die Early Birds der Gas-KWK-Modernisierung (Sie wissen schon) schlechter behandelt werden als die später agierende Bestands-KWK.

III. FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN: ERSTE (FREIFLÄCHEN)AUSSCHREIBUNGEN

Abseits der wegweisenden Entwicklungen in der konventionellen Stromerzeugung tat sich 2015 auch bei der Förderung Erneuerbarer Energien Einiges. Dazu zählte u.a. die Bestimmung der Förderhöhe für Erneuerbare Energien im Wege der Ausschreibung.

Dies regelte erstmals die [Freiflächenausschreibungsverordnung \(FFAV\)](#). Diese Verordnung modifiziert die EEG-Förderung auf Basis der Marktprämie, also der Differenz zwischen einem gesetzlich festgelegten Fördersatz und dem Monatsmarktwert.



Mit der FFAV sind zunächst die Förderung von Strom aus PV-Freiflächenanlagen als Pilotprojekt auf eine neue wirtschaftliche Grundlage gestellt. Sechs bis acht Wochen vor Beginn der Ausschreibungsrunden zum 01.04., 01.08. und 01.12. eines jeden Jahres gibt die Bundesnetzagentur (BNetzA) die jeweiligen Ausschreibungsmengen bekannt. Die Bieter, die im Kern die schon zuvor geltenden formellen Fördervoraussetzungen zu erfüllen haben, müssen den Gebotswert und die Gebotsmenge angeben. Ist die Summe der Gebotsmengen geringer als die ausgeschriebene Menge, erhält jedes zugelassene Gebot den Zuschlag. Andernfalls erhalten prinzipiell die Gebote mit dem niedrigsten Gebotswerten den Zuschlag.

NEWS

Januar 2016

Das später im Laufe des Jahres 2015 veröffentlichte [Eckpunktepapier](#) soll nun den Grundstein dafür legen, dass ab 2017 Ausschreibungen grundsätzlich für alle erneuerbaren Erzeugungstechnologien eingeführt werden.

IV. GESETZ ZUR „DIGITALISIERUNG DER ENERGIEWENDE“

Klar ist längst schon, dass die Energiewende nicht nur ein Erzeugungs-, sondern v.a. auch ein Netz(betreiber)thema werden wird. Denn der Umstieg von verbrauchsabhängig steuerbarer konventioneller Stromerzeugung hin zu einer dargebotsabhängigen regenerativen Stromerzeugung stellt die notwendige Steuerung der Stromflüsse im Netz vor erhebliche Herausforderungen.

Deshalb sollte es zur Modernisierung der Netze ein Verordnungspaket mit dem Titel „Intelligente Netze“ geben. Davon rückte die Bundesregierung aber ab und bündelte das Vorhaben neu im sog. Gesetz zur „[Digitalisierung der Energiewende](#)“.

Das Artikelgesetz soll im Kern neue Regeln über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen schaffen ([Messstellenbetriebsgesetz](#) – MsbG). Dazu gehören alle Fragen rund um den Rollout und die Finanzierung intelligenter Messsysteme sowie zu den datenschutzrechtlichen Anforderungen.

Eines der Ziele ist zudem eine nachhaltige Modernisierung der Zählerinfrastruktur. Mit dieser

„Modernisierung“ verabschiedete man sich von dem ursprünglich angedachten flächendeckenden Rollout intelligenter Messsysteme. Ein genereller Rollout für Letztverbraucher mit weniger als 6000 kWh Jahresverbrauch erscheint wirtschaftlich nicht sinnvoll. Diese Verbraucher sollen stattdessen eine „moderne Messeinrichtung“ mit einer Veranschaulichung des Verbrauchs erhalten, die mit einem intelligenten Messsystem verbindbar ist.

Allgemein steht die Kostenseite im Mittelpunkt vieler Überlegungen. So wurde über eine Preisobergrenze schon vorher viel diskutiert und diese später auch in das Gesetz aufgenommen. 20 € pro Jahr für Einbau und Betrieb müssen bei intelligenten Zählern ausreichen, für intelligente Messsysteme sind gestaffelte Werte veranschlagt.

Auch das Thema Datenschutz wird im Zusammenhang mit der geplanten Digitalisierung des Netzes natürlich heiß diskutiert. So beinhaltet der Gesetzentwurf ein umfassendes Paket Technischer Richtlinien und Schutzprofile des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), durch das sehr hohe Datenschutz- und Datensicherheitsstandards für Entwicklung, Produktion, Auslieferung und Betrieb der Kommunikationseinheit intelligenter Messsysteme gesetzt werden sollen.

Der Rollout soll nach Regierungsplänen bereits am 01.01.2017 starten, was aber angesichts der

NEWS

noch ausstehenden parlamentarischen Befassung in 2016 äußerst ambitioniert ist.

V. NOVELLE DER SYSTEMSTABILITÄTSVERORDNUNG

Die ununterbrochene Stromversorgung bei einer Netzfrequenz von 50 Hz ist angesichts der zunehmend fluktuierenden Einspeisung regenerativen Stroms und relativ geringer Speicherkapazitäten derzeit noch deutlich komplizierter zu gewährleisten als dies womöglich im Jahre 2050 der Fall sein wird. Daher sind in dezentrale Erzeugungsanlagen Schutzschalter eingebaut worden, die sich bei bestimmten Abweichungen von der Netzfrequenz automatisch abschalten. Dies birgt aber die Gefahr, dass bei gleichzeitiger Abschaltung tausender Anlagen die Systemstabilität wiederum beeinträchtigt werden könnte.



Deswegen wurde schon 2012 verordnet, dass Anlagen am Nieder- und Mittelspannungsnetz bestimmte Anforderungen an die Frequenzeinhaltung erfüllen mussten. So regelt die [Systemstabilitätsverordnung](#) (SysStabV), dass Photovoltaik-Anlagen mit Frequenzschutzeinrichtungen aus- und nachgerüstet werden müssen. Ab März 2015 wurde durch die novellierte SysStabV die Nachrüstungspflicht für weitere Bestandsanlagen, die Strom aus Erneuerbaren Energien (Biomasse, Windenergie und Wasserkraft) sowie in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugen, eingeführt. Zwar werden die Kosten für diese Nachrüstung den Anlagenbetreibern selbst aufgebürdet. Dennoch kommt auch auf Netzbetreiber ein erheblicher Aufwand zu: Sie müssen als Mittler zwischen Anlagen- und Übertragungsnetzbetreibern fungieren, die Abwicklung der Nachrüstung beaufsichtigen und Daten zwischen den Beteiligten übermitteln.

VI. DIE GASVERSORGUNGSSICHERHEIT IN DEUTSCHLAND

Nicht zuletzt aufgrund der politischen Krise zwischen Russland und der Ukraine sowie der Türkei war das Jahr 2015 auch von [Diskussionen um die Sicherheit der Gasversorgung in Deutschland](#) geprägt. Befeuert wurde die Debatte durch niedrige Füllstände in den deutschen Gasspeichern und die Tatsache, dass flexiblen Gaskraftwerken bei steigender regenerativer Stromerzeugung gleichzeitig eine wichtige Rolle in der Energiewende zukommt.

NEWS

Januar 2016

Grund zur Panik oder gar zu grundlegenden Umbrüchen in der Gaswirtschaft sieht die Bundesregierung dennoch nicht. In einem [Eckpunktepapier](#) kam sie vielmehr zu dem Schluss, dass keine gravierenden Eingriffe in den Gasspeicher- und Gas-handelsmarkt notwendig sind. Stattdessen baut die Bundesregierung wie beim Strommarkt 2.0 grundsätzlich auf das Funktionieren des Marktes, wobei sie im Wesentlichen zwei marktbasierete Maßnahmen in den Vordergrund rückt. Zum einen sollen die Marktgebietsverantwortlichen in verstärktem Maße langfristige Regelenergieprodukte über ihre Regelenergieplattform kontrahieren. Zum anderen soll im Interesse der Ausschöpfung von lastseitigen Potenzialen im Bereich des Demand Side Managements nach Möglichkeit bis zum Winter 2016/2017 eine neue Produktkategorie am Regelenergiemarkt eingeführt werden.

TEIL 3: WEITERE ENERGIEPOLITISCHE ENTWICKLUNGEN IM UND RUND UM DAS ENERGIERECHT

Neben grundlegenden energiepolitischen Fragen im Zusammenhang mit der Energiewende und des Marktdesigns ([Teil 2](#)) bewegten die Energiewirtschaft im Jahr 2015 aber auch viele weitere Grundsatzfragen sowie Einzelthemen.

I. DAS KLIMASCHUTZABKOMMEN VON PARIS

Ein entscheidendes Jahr war 2015 insbesondere für die internationale Klimaschutzpolitik, die in den kommenden Jahren auch die deutsche und

internationale Energiebranche eingehend beschäftigen wird.

Über mehrere Jahre hinweg hatte die Staatengemeinschaft nun schon ohne Erfolg um ein Nachfolge-Abkommen für das [Kyoto-Protokoll](#) gerungen, das wie dieses die Staaten auf verbindliche Emissionsminderungsziele verpflichtet. Nachdem die Parteien der [UN-Klimarahmenkonvention](#) und des Kyoto-Protokolls bereits in der spektakulär gescheiterten Klimakonferenz 2009 in Kopenhagen praktisch ohne greifbares Ergebnis auseinander gegangen waren, gab es erhebliche Zweifel daran, dass die Staatengemeinschaft sich überhaupt noch einmal auf ein verbindliches Abkommen würde verständigen können. Dennoch sollte alles daran gesetzt werden, dass die 21. Vertragsstaatenkonferenz (COP21) vom 30.11. bis 11.12.2015 in Paris die erhoffte Klimawende bringt. Um dieser den Boden zu bereiten, sollten die Staaten – dies wurde schon auf der Vorjahreskonferenz in Lima beschlossen – bereits im Vorfeld erklären, auf welche Klimaschutzziele sie sich verpflichten würden. Tatsächlich ist es in Paris gelungen, diese sog. [Intended Nationally Determined Contributions](#) (INDCs) mit der historisch zu nennenden Schlussabstimmung am 12.12.2015 in ein für alle Parteien [verbindliches Abkommen](#) zu überführen. Gleichzeitig wurde das Ziel bekräftigt, die Erderwärmung nicht nur auf 2 °C, sondern möglichst auf 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen.

NEWS

Januar 2016

Bei aller Freude über diesen Erfolg wird freilich nicht zu Unrecht kritisiert, dass das Abkommen von Paris keinen Sanktionsmechanismus für den Fall vorsieht, dass ein Staat seine zugesagten Ziele nicht einhält. Außerdem wird bemängelt, dass die mitgeteilten INDCs gar nicht genügen, um das 1,5 °C-Ziel zu erreichen. Das Abkommen stellt aber auch klar, dass die INDCs nur der Ausgangspunkt sind, aus dem ambitioniertere Zielsetzungen zu entwickeln sind. Diese mit Sanktionen zu belegen, ist im Bereich des Völkerrechts übrigens generell schwierig. Die internationale Klimaschutzpolitik ist also ohnehin auf den Willen der Staaten angewiesen, diese auch umzusetzen. Diesen Willen hat die Staatengemeinschaft in Paris eindrucksvoll zum Ausdruck gebracht.

Damit ist zugleich eine wichtige Grundlage für die weitere europäische und deutsche Klimaschutzpolitik gelegt. Denn natürlich steht es Europa frei, auch ohne ein internationales Klimaschutzabkommen beispielsweise weiter ein Emissionshandelssystem zu unterhalten. Zu dessen Zukunft ab der 2021 beginnenden 4. Handelsperiode hat die Europäische Kommission in Form eines [Proposals](#) auch 2015 bereits erste Vorstellungen geäußert. Sowohl für die betroffenen Unternehmen wie auch für die politischen Akteure wäre es aber sicherlich keine beruhigende Vorstellung, wenn der Rest der Welt keine weiteren Anstrengungen mehr unternimmt und der Klimaschutz nur noch auf den Schultern der europäischen Industrie lasten würde. Paris bringt hier also auch ein Stück Stabilität und Planungssicherheit.



II. EMISSIONSGRENZWERTE FÜR FEUERUNGSANLAGEN

Die [Industrieemissions-Richtlinie](#) (2010/75/EU, Industrial Emissions Directive, kurz „IED“), die in Deutschland im Wesentlichen im [Bundes-Immissionsschutzgesetz](#) (BImSchG) und insbesondere in der [13. Bundes-Immissionsschutzverordnung](#) (13. BImSchV) umgesetzt worden war, legte europaweit strengere Grenzwerte für Emissionen für Großfeuerungsanlagen mit einer thermischen Leistung von mehr als 50 MW fest, die – von Ausnahmen abgesehen – ab 01.01.2016 gelten

Im Jahr 2015 arbeitete der Europäische Gesetzgeber aber auch an Vorgaben für mittelgroße Feuerungsanlagen. Dazu zählen Feuerungsanlagen mit einer thermischen Leistung zwischen größer 1 MW und weniger als 50 MW. Auch dort sollten die Grenzwerte für zulässige Emissionen (SO₂, NO_X und Feinstaub) sinken und die besten verfügbaren Technologien als Maßstab für künfti-

NEWS

Januar 2016

ge Änderungen eingefügt werden. Ein bereits ab Jahresbeginn 2015 zur Konsultation gestellter Entwurf einer Richtlinie für mittelgroße Feuerungsanlagen wurde schließlich Ende des Jahres als [Richtlinie 2015/2193/EU](#) verabschiedet und muss von den Mitgliedstaaten bis zum 19.12.2017 umgesetzt werden.

Parallel dazu arbeitet man in Deutschland bereits an einer Novellierung der [TA-Luft](#), die v.a. zur Harmonisierung mit den europäischen Vorgaben erforderlich wurde. Aber trotz aller Bemühungen um eine zügige Überarbeitung dieses umfassenden Regelwerks wird sich der Überarbeitungsprozess noch bis Mitte 2017 hinziehen.

III. EMISSIONSHANDEL: STRAFZAHLUNGEN SIND UNZULÄSSIG

Im August 2015 erging ein für den Emissionshandel äußerst bedeutsames [Urteil des Bundesverwaltungsgerichts](#) (Az. BVerwG 7 C 8.15).

Der insgesamt fast 10 Jahre andauernde Rechtsstreit um sog. Strafzahlungen betraf im Kern die Frage, ob Anlagenbetreiber den Angaben im Emissionsbericht zu emittierten Mengen an Treibhausgasen vertrauen durften und ob bei etwaiger Fehlerhaftigkeit des Berichts – losgelöst von der Schuldfrage – Strafzahlungen von der zuständigen Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) verhängt werden dürfen. Das Gericht beantwortete die erste Frage mit „Ja“ und die zweite Frage mit „Nein“.

Damit fällt vielen Anlagenbetreibern von emissionshandelspflichtigen Anlagen sicherlich ein Stein vom Herzen. Denn die DEHSt hatte in zahlreichen Fällen, bei denen die im Bericht angegebenen und von einem unabhängigen Sachverständigen verifizierten Mengen nicht mit den tatsächlichen Mengen übereinstimmten, noch bis in das Jahr 2015 hinein Strafzahlungen verhängt. Schon bei geringfügigen Berichtsfehlern kamen so schnell sechsstelligen Beträge zusammen.



Obwohl der klagende Anlagenbetreiber in den ersten Instanzen bereits obsiegt hatte, erhob die DEHSt Revision zum BVerwG. Da die Zahlungspflicht auf der europäischen [Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG](#) beruhte, fragte das Gericht den Europäischen Gerichtshof (EuGH), ob auch bei Berichtsfehlern eine Strafzahlung zu verhängen sei. Der [EuGH antwortete](#) (Urt. v. 29.04.2015, Rs. C-148/14), dass es unverhältnismäßig sei, Strafzahlungen auch auf Anlagenbetreiber anzu-

NEWS

Januar 2016

wenden, die im guten Glauben auf den Emissionsbericht gehandelt hätten.

Gewissenhafte Anlagenbetreiber können seither **aufatmen** und die zurückliegenden Berichtsjahre abhaken, dürfen die Berichtserstellung aber fortan dennoch nicht auf die leichte Schulter nehmen. Seit 2013 ist auch bei einem schuldhaft unrichtigen Emissionsbericht ein Bußgeld fällig. Auch dieser Fehler kann schnell sehr teuer werden.

IV. DER EUROPÄISCHE ENERGIEHANDEL

Auch der Energiehandel war 2015 von vielfältigen Neuerungen betroffen: Die Meldepflichten aus der **REMIT** wurden konkretisiert. Außerdem trat die **MiFID II** in Kraft. Und es begann eine sehr spannende Diskussion um die praktische Seite des gemeinsamen Strommarktes, nämlich der Angriff auf die gemeinsame Preiszone von Deutschland und Österreich.

1. DIE UMSETZUNG DER REMIT

Bereits seit 2011 gilt im Energiegroßhandel die **REMIT**, die Transparenz und Integrität des Handels sicherstellen soll. Nach dieser Verordnung müssen Transaktionen im Energiegroßhandel gemeldet werden. 2015 wurden diese Meldepflichten in einer **Durchführungsverordnung** konkretisiert: Seit dem 07.01.2015 ist klar, welche Verträge und Daten unter die Meldepflicht fallen, wer dies der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieaufsichtsbehörden (ACER)

zu melden hat und wie die Zeitpunkte und Details zu den einzelnen Methoden und Formaten aussehen.

Jeder Marktteilnehmer im Sinne der **REMIT** ist verpflichtet, an dem Meldewesen teilzunehmen. Nach der Definition der Verordnung sind sämtliche Unternehmen, die Energiegroßmarktprodukte (sämtliche Strom- und Gasgeschäfte) nutzen, von dieser Pflicht erfasst und zwar unabhängig davon, ob es sich um Spot- oder Termingeschäfte handelt oder ob sie finanziell oder physisch erfüllt werden. Ebenso wenig kommt es darauf an, ob es sich um Börsengeschäfte handelt, jede Lieferung mit einem individuellen Fahrplan ist ausreichend. Faktisch sind alle Energieversorgungsunternehmen erfasst, da sie schon auf der Beschaffungsseite solche Produkte verwenden. Die Durchführungsverordnung enthält auch keine Schwellenwerte. Eine Ausnahme bestand allein für sehr kleine Erzeuger und Verbraucher, dort gibt es Schwellenwerte, die dafür sorgen, dass die Unternehmen schon keine Marktteilnehmer sind bzw. nicht der Registrierungspflicht unterliegen.

Im ersten Schritt ab dem 07.10.2015 mussten die Standardgeschäfte, die auf Börsen oder vergleichbaren Handelsplattformen gehandelt werden, gemeldet werden. Das läuft aber über die Börsen/Plattformen, so dass für die normalen Marktteilnehmer nur wenig Aufwand entstand.

Aber schon ab dem 07.04.2016 werden alle Marktteilnehmer sämtliche Geschäfte melden

NEWS

Januar 2016

müssen. Damit werden auch bilaterale Geschäfte zwischen den Energieversorgungsunternehmen erfasst. Die Vorbereitungen darauf laufen derzeit. Dazu gehört (spätestens jetzt) die Registrierung bei der BNetzA als Marktteilnehmer, die Auswahl der geeigneten Dienstleister und Software und die Etablierung der angemessenen Prozesse.

2. DIE MIFID II KOMMT NÄHER – ABER BLEIBT UNKLAR

Mit dem Inkrafttreten der **MiFID II** (Novelle der Finanzmarktrichtlinie) warf ein weiteres Aufsichtsregelwerk seine Schatten voraus. Nach einigem Hin und Her verabschiedete der europäische Gesetzgeber die neue Finanzmarktrichtlinie. Nun folgt noch die Umsetzung in nationales Recht. Ab Januar 2017 sollten die Vorschriften in allen Mitgliedstaaten angewandt werden. Aber zum Ende des Jahres musste die Kommission in Sachen MiFID II noch eine kleine Blamage eingestehen: Die zuständige Generaldirektion sieht sich nicht in der Lage, die erforderlichen Durchsetzungsrechtsakte rechtzeitig zu finalisieren. Denn die Industrie braucht ja auch noch ausreichend Zeit, sich auf die erst in diesen Rechtsakten konkretisierten Anforderungen einzustellen. Deswegen sieht es derzeit so aus, als werde die Einführung der MiFID II um ein Jahr auf 2018 verschoben. Im Gegenzug möchte das Parlament sich noch etwas stärker in die Ausgestaltung der Durchsetzungsrechtsakte einmischen.



Die Finanzmarktrichtlinie sollte die Transparenz und den Anlegerschutz gewährleisten und die Schwächen der Kapitalmärkte, die durch die Finanzkrise zu Tage getreten sind, ausbessern. Die vielleicht wichtigste „Baustelle“ der Richtlinie aus der Sicht der Energiebranche war die in Anhang I Abschnitt C enthaltene Auflistung von Finanzinstrumenten. Die Einstufung eines Kontrakts als Finanzinstrument bzw. als Derivat hat weitreichende Folgen, weil sich dadurch nicht nur die Frage stellt, ob Dienstleistungen in Bezug auf diesen Kontrakt aufsichtspflichtig wären, sondern auch die Kontrakte EMIR-relevant werden.

NEWS

Januar 2016

Letztlich konnte aber in der MiFID II eine Lösung gefunden werden, die für die Energieunternehmen relativ komfortabel ist, weil die befürchtete Ausweitung der Derivate-Definition sich nicht auf REMIT-Geschäfte, die tatsächlich und ausschließlich physisch zu erfüllen sind, beziehen soll. Allerdings wird jetzt natürlich um den Begriff der physischen Erfüllung gerungen.

Eine zweite Baustelle befand sich im Bereich der Ausnahmen. Während eine sehr komfortable Ausnahme für hauptsächliche Commodityhändler künftig nicht mehr verfügbar sein wird, wurde auch die sog. Nebentätigkeitsausnahme eingeschränkt. Dies wird vor allem die Dienstleistung des Marktzugangs zum Terminmarkt betreffen können. Aber auch hier gibt es weiterhin Diskussionen, nämlich wann genau eine Nebentätigkeit bei einem Unternehmen vorliegt. Wahrscheinlich gehört die Ausgestaltung dieser Frage zu den Themen, bei denen sich das Europäische Parlament, wie anfangs angedeutet, noch näher einbringen will.

3. AUFHEBUNG DER GEMEINSAMEN GEBOTSSZONE?

Während MiFID und REMIT den Energiehandel regulatorisch betreffen, kam Ende September eine Meldung, die auf den Energiehandel eine rein praktische Auswirkung haben kann: Die ACER (Agency for the cooperation of Energy Regulators) teilte mit, dass sie der (rechtsunverbindlichen!) Auffassung sei, Deutschland und Österreich sollten beim Stromtransport ein Engpass-

management einführen, was faktisch der Aufhebung der gemeinsamen Preiszone entspricht. Polen hatte sich beklagt, weil durch Netzengpässe beim Nord-Südtransport der Strom unter anderem seinen Weg durch Polen fand und dort die Netze bedrohte.

Innerhalb der deutsch-österreichischen Gebotszone gibt es keine zusätzlichen Kosten für den Transport des Stroms, weil Engpassmaßnahmen wie Transportkapazitätsauktionen nicht stattfinden müssen. Historisch betrachtet waren die grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten zwischen Deutschland und Österreich immer ausreichend. Während also im Rest von Europa die (meist nationalen) Märkte erst durch die sog. Marktkoppelung einander angenähert werden, besteht zwischen Deutschland und Österreich bereits das Ideal des gemeinsamen Strommarktes.

Dennoch waren die Staaten schon damals sowohl ökonomisch als auch physikalisch verflochten und daher bedurfte es gewisser Spielregeln, die beim Zuschnitt der Gebotszonen beachtet werden mussten. Die hatte die Europäische Kommission im Sommer festgelegt. Das war der sog. CACM (Capacity Allocation and Congestion Management) in der [Verordnung \(EG\) Nr. 2015/1222](#), der Leitlinien für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement vorgab. Innerhalb dieses Mechanismus hätte ACER einen Abstimmungsprozess zur Festlegung von Gebotszonen anstoßen können, was sie aber nicht getan hat, weil die

NEWS

Januar 2016

Beschwerde Polens, die abgearbeitet wurde, noch vorher einging (und daher nach dem alten Prozedere bearbeitet wurde). U.a. die E-control als österreichische Regulierungsbehörde hat gegen die veröffentlichte Meinung der ACER Rechtsmittel eingelegt.

Die CACM-Überprüfung durch eine Studie der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), die die Effizienz der aktuellen Gebotszonen begutachtet, ist bereits gestartet, unabhängig von der Meinungsäußerung der ACER. Wenn sich dabei herausstellen sollte, dass künftig zurecht Engpassmanagement betrieben werden sollte, dürfte der Starttermin dafür 2018/2019 liegen.

V. DIE VERGABE VON KONZESSIONEN

Schon in der Koalitionsvereinbarung konnte man lesen, dass in dieser Legislaturperiode das leidige Thema Konzessionsvergabe/Netzübernahme rechtssicherer gestaltet werden sollte. Hintergrund ist, dass § 46 EnWG, der die Konzessionsvergaben für Strom- und Gasleitungen grundsätzlich regelt, keine eindeutigen Kriterien für die Konzessionsvergabe oder eine eventuell notwendige Netzübernahme durch einen neuen Konzessionär enthält. Daran entzündeten sich in den letzten Jahren viele Streitigkeiten, die die Gerichte beschäftigen, die Gemeinden irritieren und bei den Netzbetreibern viel Raum für Unsicherheit lassen.

Anfang Dezember 2015 wurde daher ein [Entwurf für eine Novelle des § 46 EnWG](#) veröffentlicht, die diesen Missständen abhelfen sollte, aber Kritik erfuhr. Weiterhin bleiben Kriterien und Definitionen vage, der Entscheidungsspielraum der vergabenden Kommunen ist so immer noch unklar. Positiv wurden die strengeren Anforderungen an Rügeobliegenheiten bewertet; damit sollte sichergestellt werden, dass die nicht berücksichtigten Interessenten schnell agieren müssen, wenn sie die Vergabeentscheidung rügen wollen, so dass schnell Rechtsklarheit eintritt.

VI. DER BEIHILFERECHTSSTREIT UM DAS EEG

Auch das bereits Ende 2013 gegen die Bundesrepublik Deutschland eröffnete Beihilfeprüfverfahren der Europäischen Kommission betreffend das [EEG 2012](#) war 2015 noch ein Thema.

Die Europäische Kommission hatte das Verfahren im November 2014 mit einer Verpflichtungszusage Deutschlands eingestellt und parallel auch das hart verhandelte [EEG 2014](#) im Sommer als beihilferechtskonform genehmigt. Obwohl das Thema damit ein Stück weit an politischer Sprengkraft verloren hatte, wollte es die Bundesregierung noch nicht gänzlich ad acta legen. Denn im [Einstellungsbeschluss](#) bewertete die Europäische Kommission den hinter der EEG-Umlage stehenden Wälzungsmechanismus als staatliche Beihilfe, wenn diese auch als solche im Wesentlichen als gerechtfertigt und daher als mit dem EU-Recht konform angesehen wurde. Da die Bundesregie-

NEWS

Januar 2016

zung die Einordnung des Systems als staatliche Beihilfe und die damit verbundenen strengen Vorgaben aus Brüssel nicht akzeptieren wollte, erhob sie gegen die Abschlussentscheidung der Europäischen Kommission am 02.02.2015 unter dem Aktenzeichen T-47/15 Nichtigkeitsklage vor dem Europäischen Gericht (EuG).

VII. DIE ZUKUNFT DER EIGENVERSORGUNG

Auch für das Thema Eigenversorgung war 2015 ein ereignisreiches Jahr.

Zunächst wurde zu Jahresbeginn die [Ausgleichsmechanismusverordnung](#) (AusglMechV) geändert. Nunmehr müssen die Verteilnetzbetreiber (statt der Übertragungsnetzbetreiber) die – erst durch das EEG 2014 für bestimmte Eigenversorgungsmodelle anteilig festgeschriebene – EEG-Umlage von Eigenversorgern erheben. Ausnahmen bestehen für Stromerzeugungsanlagen, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, Anlagen, die unter die Besonderen Ausgleichsregelungen für stromintensive Unternehmen fallen und schließlich Anlagen, die Strom unmittelbar an dritte Letztverbraucher liefern. In letztgenanntem Fall wird der Anlagenbetreiber zum „Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ und ist er damit zugleich selbst verpflichtet, die EEG-Umlage an den Übertragungsnetzbetreiber abzuführen.

Ein zweiter zentraler Punkt für Eigenversorger war der im Herbst 2015 zu diesem Themenkomplex zur Konsultation gestellte Entwurf eines [Leit-](#)

[fadens der BNetzA](#). Dieser umfasste Einzelheiten zu den materiellen Voraussetzungen einer Privilegierung unterschiedlicher Eigenversorgungsmodelle im Hinblick auf die EEG-Umlage sowie zu den Messanforderungen und Informationspflichten. Wenngleich betroffene Eigenversorger naturgemäß nicht mit jeder Position des Leitfadens einverstanden sind und der ein oder andere Punkt noch der Klärung bedarf, dürfte der Leitfaden in dieser komplexen Materie fortan insgesamt für mehr Rechtsklarheit sorgen.

VIII. DER UMGANG MIT INDIVIDUELLEN NETZENTGELTEN

2015 war auch für die Netzentgeltbemessung für besondere Formen der Netznutzung bedeutsam. So werden Letztverbraucher erheblich von den regulären Netzentgelten entlastet, wenn sie einen besonders gleichmäßigen (bandlastförmigen) Bezug aus dem Stromnetz aufweisen, weil ihr Verbrauchsverhalten für den Netzbetreiber gut vorhersehbar ist, sog. intensive Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV).

Im Frühjahr 2015 hatte jedoch die BNetzA dieses Entlastungssystem kritisch beleuchtet. Sie gelangte in ihrem [Evaluierungsbericht](#) zu der Einschätzung, dass die privilegierten Letztverbraucher im Regelfall keinen Beitrag zur Netzstabilität leisten, der die gewährten Entlastungen durch individuelle Netzentgelte rechtfertigt.

NEWS

Später entschied der Bundesgerichtshof (BGH), dass jedenfalls eine vollständige Netzentgeltbefreiung nichtig ist (Beschluss v. 08.10.2015 – Az. [EnVR 32/13](#)). Das Verfahren betraf § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV in der am 04.08.2011 in Kraft getretenen Fassung, wonach für den Fall der intensiven Netznutzung Anspruch auf vollständige Befreiung von den Netzentgelten bestand. Eine dazu ergangene Festlegung der BNetzA regelte sodann, wie die entgangenen Erlöse der Netzbetreiber aus Netzentgeltbefreiungen auf die übrigen Netznutzer zu wälzen sind. In der Folge gewährten die BNetzA und die Landesregulierungsbehörden zahlreichen intensiven Netznutzern rückwirkende Befreiungen für 2011. Hiergegen gingen 2012 einzelne Netzbetreiber gerichtlich vor, was schließlich in die oben genannte Entscheidung des BGH mündete.

Schon in der Eingangsstanz hatte das OLG Düsseldorf Anfang 2013 (Beschluss v. 06.03.2013 – Az. [VI-3 Kart 49/12 \(V\)](#)) entschieden, dass eine vollständige Netzentgeltbefreiung vom EnWG nicht gedeckt sei. Parallel dazu leitete die Europäische Kommission aufgrund beihilferechtlicher Bedenken ein [Beihilfeprüfverfahren betreffend die Netzentgeltbefreiung](#) ein, das aber 2015 noch nicht beendet war. Obwohl eine vor diesem Hintergrund erfolgte Novelle des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV 2013 die Netzentgeltbefreiung durch eine anteilige Reduzierung ersetzte, die ab 2014 zudem individuell nach dem Netzentlastungsbeitrag des Letztverbrauchers zu bemessen war, lief der Rechtsstreit um die vollständige Netzentgelt-

befreiung nach der StromNEV 2011 weiter. In seinem Beschluss vom Oktober 2015 bestätigte der BGH nun schließlich die erstinstanzliche Entscheidung des OLG Düsseldorf.

IX. ZU PREISANPASSUNGEN IN DER GRUNDVERSORGUNG UND IN SONDERVERTRÄGEN

Nicht nur für die stromintensive Großindustrie sondern auch für Haushaltskunden bot das Jahr 2015 einige spannende Entwicklungen.

Bereits Ende Oktober 2014 hatte der EuGH für den Bereich der Grundversorgung die Preisanpassungsrechte nach § 4 Abs. 2 AVBELtV/AVBGasV bzw. nach § 5 Abs. 2 StromGKV/GasGKV a.F. [für europarechtswidrig erklärt](#) (Urt. v. 23.10.2014, C-359/11 und C-400/11). Fast genau ein Jahr später, und zwar am 28.10.2015, [entschied](#) der BGH dann, dass auch ohne gültige gesetzliche Regelung im Zeitraum bis 30.10.2014 aus ergänzender Vertragsauslegung ein Preisanpassungsrecht für Grundversorger abgeleitet werden könne, da für diese ein Kontrahierungszwang bestehe und nur in Ausnahmefällen eine Kündigung möglich sei. Durch das Preisanpassungsrecht sollte der Grundversorger geänderte Kosten bei den Kunden geltend machen können, ohne aber zusätzliche Gewinne zu erzielen. Für die Zeit nach dem 30.10.2014, also nach der Novellierung von §§ 5, 5a [GasGKV/StromGKV](#), bleibt es aber bei der bisherigen Rechtsprechung zu [§ 315 BGB](#).

NEWS

Ende November 2015 urteilte der BGH (Urteil v. 25.11.2015 – Az. VIII ZR 360/14) außerdem, dass eine formularmäßig in einem Sonderkundenvertrag verwendete Preisanpassungsklausel wirksam sei und durchbrach damit die zuvor äußerst rigide Grundhaltung der Gerichte zu den Transparenzanforderungen an Preisanpassungsrechte. Die vom BGH konkret gebilligte Preisanpassungsregelung stellte nach Ansicht des Gerichts Anlass und Modus etwaiger Entgeltänderungen klar und verständlich dar. Nicht verlangt werden könne, dass die für die Preisberechnung maßgeblichen Kostenfaktoren abschließend aufgezählt werden. Ebenso wenig müssten mündige Verbraucher darauf hingewiesen werden, dass ihnen nach § 315 BGB der Gerichtsweg zur Überprüfung des billigen Ermessens einer Preisanpassung offen stehe. Insgesamt müsse ein einseitiges Preisanpassungsrecht für einen durchschnittlichen Kunden noch verständlich und übersichtlich sein, so dass allzu detaillierte Regelungen gerade nicht verlangt werden können.

TEIL 4: ZUM SCHLUSS NOCH EIN AUSBLICK AUF 2016

2015 war ereignisreich. Aber Ihnen und uns ist bewusst, dass Energiepolitik ein Prozess ist, der nicht einfach am Ende eines Jahres abgeschlossen ist. In 2016 werden also die Themen des Jahres 2016 fortgeführt, für die angesprochenen laufenden Gesetzgebungsverfahren stehen dann Termine im Bundesrat und Bundestag an. Manche grundlegende Diskussion wird fortgeführt wer-

den. Und bei mancher Gesetzesnovelle kann man schon heute an den Fingern abzählen, wann die Vorbereitungen für die nächste Novelle beginnen.

Das [Strommarktgesetz](#) beispielsweise soll nach der heutigen Planung im Februar/März 2016 im Wirtschaftsausschuss des Bundestages besprochen werden, sodass dann der Bundestag im März darüber beschließen kann. Der Bundesrat wird dann nochmals im April damit befasst. Das bedeutet, dass – politische Einigkeit unterstellt – das Gesetz danach schnell vom Bundespräsidenten ausgefertigt und veröffentlicht werden kann. Und das hieße, dass es im Frühsommer in Kraft treten kann.



Ähnlich ist der Zeitplan für das [Gesetz zur „Digitalisierung der Energiewende“](#) und für die Novelle des § 46 EnWG (also der Regelungen für die Konzessionsvergabe): Der Bundestag inklusive seines Wirtschaftsausschusses kommt im April zum Zuge, der Bundesrat im Mai, so dass die jeweiligen Regelungen im Sommer in Kraft treten könnten.

NEWS

Januar 2016

Andere Themen, die auf der Agenda von Bundestag und Bundesrat demnächst stehen dürften, sind das [Gesetz zur Konzernnachhaftung für nukleare Entsorgung](#) und die [Verordnung über abschaltbare Lasten \(AbLaV\)](#). Das erstere Gesetz ist durch den Gabriel'schen Ausspruch „Eltern haften für ihre Kinder“ bekannt geworden. Während eigentlich eine Verabschiedung im absoluten Expresstempo noch für 2015 geplant war, wurde das Gesetz jetzt nach 2016 verschoben. Als Grund wurde genannt, dass man zunächst die Ergebnisse der zu dem Thema eingesetzten Kommission abwarten wolle. Die AbLaV enthielt von vornherein eine Frist zum Ablauf zum Ende des Jahres 2015. Die AbLaV war – wenn man so will – in Probezeit. Die Entscheidung, in welcher Gestalt man die AbLaV künftig weiterführen möchte, konnte aber nicht rechtzeitig getroffen werden, so dass zunächst eine Verlängerung um ein halbes Jahr beschlossen wurde und eine Novelle der AbLaV für das erste Halbjahr 2016 zu erwarten steht.

Für das Jahr 2016 steht weiter noch die Novelle der Anreizregulierung an. Hier hatte das BMWi bereits am 16.03.2015 ein Eckpunktepapier „für moderne Verteilnetze“ veröffentlicht, das nicht nur die Fachverbände VKU und BDEW als enttäuschend eingestuft haben. Nach intensivem, teils stillem Austausch über die Notwendigkeiten, an welchem sowohl die Hausspitze des BMWi wie auch das Bundeskanzleramt beteiligt waren, warten die Netzbetreiber nun auf das für „in Kürze“ angekündigte Papier. Sicher soll das Problem des

Zeitverzuges gelöst werden. Über alles Weitere (die Einführung einer Investitionskostendifferenz, die Details der Effizienzvergleiches, das Fortleben des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, die regulatorische Behandlung von Pacht- und Dienstleistungsmodellen etc.) wird mehr oder weniger unterschiedlich spekuliert. Eine neuere - und richtige Diskussion - dreht sich aber um die Kategorie des systemrelevanten Verteilnetzbetreibers, die u.a. die Situation von knapp 20 Flächennetzbetreibern mit besonderen Integrationsaufgaben der volatilen Einspeisung aufgreift.



NEWS

Januar 2016

Ein weiteres Projekt dürfen wir natürlich nicht vergessen: 2016 wird das EEG (mal wieder) novelliert werden. Im Frühjahr soll das Kabinett einen Entwurf beschließen, der danach den weiteren legislativen Prozess beim Bundestag und Bundesrat (und wahrscheinlich auch bei der Europäischen Kommission) durchlaufen muss.

Darüber hinaus ist natürlich die europäische Gesetzgebungsmaschine aktiv, von der MiFID II bis zu Netzkodizes wird auch dort neues Recht geschaffen.

Liebe Leserinnen und Leser,

schafft die Energiepolitik eine neue Wirklichkeit oder hechelt sie nur Veränderungen, die es „draußen“ sowieso gibt, hinterher? Sicherlich beides. Das EEG hat unzweifelhaft mitgeholfen, die Produktion von regenerativen Energien billiger und verbreiteter zu machen. Das Strommarktge-

setz muss jetzt aber auf die Welt reagieren, die von der breiten Verfügbarkeit regenerativer Energien geprägt wird. Ein gesetzlich geregelter Smart-Meter-Rollout ermöglicht gewisse Steuerungen künftig, beeilt sich aber auch, ein Schutzniveau für Daten zu etablieren, die bereits heute abgefragt werden können. Und eigentlich ist es für die Akteure der Energiewirtschaft auch fast müßig, das Henne-Ei-Problem zu debattieren. Für sie gilt: Es gibt Änderungen in der Energiewelt und darauf müssen sie reagieren: Die Vertriebe müssen die neuen Geschäftsmodelle identifizieren, die Netzbetreiber sehen, wie sie auch künftig die Netzstabilität gewährleisten können, die Quereinsteiger und Start-ups werden ihre Lücken suchen.

Wir wünschen Ihnen dafür für 2016 (und darüber hinaus) viel Erfolg!

NEWS

Januar 2016



BECKER BÜTTNER HELD

ÜBER BBH

Als Partnerschaft von Rechtsanwälten, Steuerberatern und Wirtschaftsprüfern ist BBH ein führender Anbieter von Beratungsdienstleistungen für Unternehmen aus allen Wirtschaftsbereichen, für Bund, Länder und Kommunen und für internationale Mandanten. Beratungsschwerpunkte bilden das Energie- und Infrastrukturrecht, das Steuer- und Gesellschaftsrecht, das Kartell- und Vergaberecht, das öffentliche Recht, das Baurecht, das allgemeine Zivil- und Wirtschaftsrecht sowie das Medien- und Urheberrecht. Weitere Einzelheiten zu BBH können der Internetseite www.bbh-online.de entnommen werden.

HINWEIS

Bitte beachten Sie, dass der Inhalt dieses Becker Büttner Held Newsletters nur eine allgemeine Information darstellen kann, die wir mit großer Sorgfalt zusammenstellen. Eine verbindliche Rechtsberatung erfordert immer die Berücksichtigung Ihrer konkreten Bedürfnisse und kann durch diesen Newsletter nicht ersetzt werden.

HERAUSGEBER

Becker Büttner Held
Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater
PartGmbH
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin

www.bbh-online.de
www.derenergieblog.de

NEWS

Januar 2016



BECKER BÜTTNER HELD

BERLIN

Magazinstraße 15-16
10179 Berlin
Tel +49(0)30 611 28 40-0
Fax +49(0)30 611 28 40-99
bbh@bbh-online.de

MÜNCHEN

Pfeufferstraße 7
81373 München
Tel +49(0)89 23 11 64-0
Fax +49(0)89 23 11 64-570
bbh@bbh-online.de

KÖLN

KAP am Südkai/Agrippinawerft 26-30
50678 Köln
Tel +49(0)221 650 25-0
Fax +49(0)221 650 25-299
bbh@bbh-online.de

HAMBURG

Kaiser-Wilhelm-Straße 93
20355 Hamburg
Tel +49(0)40 34 10 69-0
Fax +49(0)40 34 10 69-22
bbh@bbh-online.de

STUTTGART

Industriestraße 3
70565 Stuttgart
Tel +49(0)711 722 47-0
Fax +49(0)711 722 47-499
bbh@bbh-online.de

BRÜSSEL

Avenue Marnix 28
1000 Brüssel, Belgien
Tel +32(0)2 204 44-00
Fax +32(0)2 204 44-99
bbh@bbh-online.be

NEWS

Januar 2016