

## **POSITIONSPAPIER**

### zum Referentenentwurf des Strommarktgesetzes

Berlin, 29. September 2015

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt über 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 245.000 Beschäftigten wurden 2012 Umsatzerlöse von mehr als 110 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 8,6 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment einen Marktanteil von 46 Prozent in der Strom-, 59 Prozent in der Erdgas-, 80 Prozent in der Trinkwasser-, 65 Prozent in der Wärmeversorgung und 26 Prozent in der Abwasserentsorgung. Sie entsorgen zudem jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 65 Prozent die höchste Recyclingquote unter den Mitgliedstaaten der Europäischen Union erreicht. Aktuell engagieren sich rund 140 kommunale Unternehmen im Breitbandausbau. Bis 2018 planen sie Investitionen von rund 1,7 Milliarden Euro - damit können dann rund 6,3 Millionen Kunden die Breitbandinfrastruktur kommunaler Unternehmen nutzen.

**Verband kommunaler Unternehmen e.V.** · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin  
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · [info@vku.de](mailto:info@vku.de) · [www.vku.de](http://www.vku.de)

## » INHALTSVERZEICHNIS

|   |    |
|---|----|
| 1. Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) .....   | 9  |
| § 1 (4) EnWG - Ziele des Gesetzes anpassen .....  | 9  |
| § 1a (2) EnWG - Grundsätze des Strommarktes anpassen.....   | 10 |
| § 3 Nr. 9 EnWG – Speicher sind keine Letztverbraucher.....  | 10 |
| § 12 EnWG - Bildung einer einheitlichen Regelzone .....   | 11 |
| § 13 (1b) Satz 1-5 EnWG, § 13 (1c) Satz 1-6 EnWG - Sachgerechte Redispatch-<br>Vergütung .....                                  | 12 |
| § 13 (1b) Satz 6 EnWG - Keinen pauschalierten Ansatz bei der Redispatch-Vergütung<br>.....                                      | 14 |
| § 13 (1c), S. 4 - Rückkehrrecht nicht beeinträchtigen .....   | 16 |
| § 13 (4) EnWG - Die Abrechnung der Bilanzkreise für jede Viertelstunde ist<br>unsachgemäß .....                                 | 16 |
| § 13a (1) Satz 5 EnWG - Keine Verschärfung der Stilllegungsarten .....  | 17 |
| § 13a (3) Satz 2 EnWG - Angemessene Vergütung in der Netzreserve bei endgültiger<br>Stilllegung .....                           | 18 |
| §§ 13a (4) EnWG, 9 (3) NetzResV - Keine neuen Anlagen für die Netzreserve .....   | 19 |
| § 13d (3) - Wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren für die Kapazitätsreserve.....   | 21 |
| § 13d (4) S. 2 und 3 sowie 13e (2) Nr. 1 und Nr. 3 - Transparentes Verfahren zum<br>Klimasegment sicherstellen.....             | 22 |
| § 13d (6) S. 3 EnWG - Klimaziele sicher erreichen.....  | 24 |
| §§ 13d (7), 51 (4) EnWG - Kapazitätsreserve in einen echten Kapazitätsmarkt<br>überführen .....                                 | 25 |
| § 13e EnWG - Ausgestaltung der Kapazitäts- und Klimareserve im transparenten<br>parlamentarischen Verfahren sicherstellen!..... | 26 |
| § 13e, (1) Nr. 9 EnWG - Transparentes Verfahren zum Kapazitätssegment .....   | 27 |
| § 16 (3) EnWG - Die Abrechnung der Bilanzkreise für jede Viertelstunde ist<br>unsachgemäß .....                                 | 28 |
| § 29 EnWG - Ordnungsgemäße Einbeziehung der Marktteilnehmer bei Festlegungen<br>.....   | 28 |
| § 37 (1) EnWG - Ausnahmen von der Grundversorgungspflicht .....   | 29 |

|  |    |
|--|----|
| § 51 (3) EnWG i.V.m. § 63 (3a) EnWG - Mindesterzeugung und Versorgungssicherheit zusammen denken .....                 | 30 |
| § 59a EnWG - Einrichtung einer Beschwerdestelle ist notwendig .....  | 32 |
| § 111d EnWG - Einrichtung einer nationalen Informationsplattform ist überflüssig                                       | 32 |
| § 111e und f EnWG - Harmonisierung der Datenmeldungen und -formate vor Aktivierung eines Marktstammdatenregisters..... | 33 |
| 2. Änderung der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) .....  | 36 |
| § 5 (3) StromNZV - Abwicklung des Intraday-Handels erleichtern.....  | 36 |
| § 8 (1) StromNZV - Keine Strukturpolitik über die Ausgleichsenergiekosten.....   | 36 |
| § 8 (2) StromNZV - Keine unsachgemäße Pönalisierung über die Bilanzkreisabrechnung .....                               | 37 |
| § 26 (3) StromNZV – Festlegung von Regeln bei der Öffnung der Bilanzkreise für Dritte.....                             | 38 |
| § 27 (1) StromNZV - Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde regeln....  | 39 |
| 3. Änderung der Reservekraftwerksverordnung.....   | 40 |
| § 4 (3) NetzResV - Keine drastische Fristverkürzung zwischen Vertragsabschluss und Einsatzbereitschaft .....           | 40 |
| § 13a EnWG i.V.m. § 6 (1) Satz 4 NetzResV - Angemessene Vergütung auch in der Netzreserve .....                        | 41 |
| 4. Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) .....  | 42 |
| § 24 (1) EEG - Verringerung der Förderung bei negativen Preisen .....  | 42 |
| § 57 (3) EEG - Keine vermiedenen Netzentgelte für dargebotsabhängige Einspeisung .....                                 | 43 |
| 5. Änderungen des Stromsteuergesetzes (StromStG).....  | 44 |
| § 9 Abs. 1 StromStG - Wegfall der Steuerbegünstigung bei Inanspruchnahme der EEG-Förderung .....                       | 44 |
| § 11 (2) EnWG - Spitzenkappung nicht kaskadiert anwendbar .....  | 47 |
| § 13 a (5) EnWG- Vergütung von Anlagen in Kapazitäts- und Netzreserve .....  | 47 |
| §§ 13d (4) S. 5, 13d (5) EnWG - Keine Braunkohlekraftwerke in Teillast .....   | 48 |
| § 17 (1) EnWG - Keine Optionen für den Ladeinfrastrukturausbau ausschließen ....                                       | 48 |

## » GRUNDSÄTZLICHE EINSCHÄTZUNG

Die Regierungskoalition hat sich am 1. Juli 2015 auf weitere Eckpunkte zur Energiewende und speziell zum Strommarktdesign verständigt. In diesem Zusammenhang wurde die Weiterentwicklung des Strommarkts 2.0 mit einer Kapazitätsreserve sowie einer Reserve für Braunkohlekraftwerke festgelegt. Am 3. Juli hat das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) den Konsultationsprozess zum Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ eingeleitet.

Der VKU hat sich mit einer Stellungnahme am Konsultationsprozess zum Weißbuch beteiligt. Der VKU verweist daher für die detaillierte Bewertung des Strommarkts 2.0 mit der Reserve auf seine Stellungnahme zum Weißbuch.

Der VKU begrüßt, dass das Ministerium eine Reform des Strommarktes voranbringen möchte und den Referentenentwurf zum Strommarktgesetz veröffentlicht hat. Der VKU kritisiert allerdings drei zentrale Punkte:

### Prozess

Das Strommarktgesetz gibt lediglich einen **Rahmen und erste Ausgestaltungshinweise**. Zahlreiche grundlegende Prozesse und im Weißbuch angesprochene Maßnahmen finden sich im Gesetz nicht wieder.

Problematisch ist, dass dem BMWi und der Bundesnetzagentur (BNetzA) zahlreiche und **umfangreiche Regelungskompetenzen** übertragen werden, die in nicht unwesentlichen Bereichen aufgrund ihrer ordnungspolitischen Qualität zunächst durch den Gesetzgeber entschieden werden sollten.

So kann z. B. das Bundeswirtschaftsministerium ohne parlamentarische Beteiligung die regulatorischen und wirtschaftlichen Bedingungen für die Kapazitäts- und Klimareserve ausgestalten.

Die BNetzA erhält Kompetenzen zur Regulierung des bisher wettbewerblich organisierten Handels und Vertriebs sowie zusätzliche Regelungsbefugnisse für die Verteilnetze. Die BNetzA wird damit zunehmend Zielkonflikten hinsichtlich ihrer ureigenen Aufgabe, der Regulierung und Preiswürdigkeit der Netze ausgesetzt.

Beispielsweise soll die BNetzA künftig darüber entscheiden können, ob und in welchem Umfang die Vorhaltungskosten der Regelleistung (Sekundär- und Minutenreserve) auf die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) umgelegt werden, soweit die Vorhaltung durch die Gesamtheit der BKV verursacht wird.

Damit entzieht sich das BMWi seiner Regelungsverantwortung und schafft weiterhin keine Klarheit hinsichtlich der Weiterentwicklung des Ausgleichsenergie- und Bilanzkreissystems. Die konkrete Ausgestaltung erfolgt damit unter Ausschaltung der gesetzgebenden Gremien.

Weiterhin werden die Kosten für beinahe alle Maßnahmen auf die Netzentgelte verteilt. Seit längerem zeichnet sich jedoch ab, dass die bestehende Netzentgeltsystematik die Verbrauchs- und Erzeugungsstrukturen nicht mehr sachgerecht abbildet und zu Verzerrungen führt. Angesichts dieser Tatsache ist somit nicht nachvollziehbar, weshalb weitere Kostenblöcke in die Netzentgeltegewälzt werden, bevor die neue Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik geklärt ist. Diese muss nach Auffassung des VKU zügig im Rahmen des Strommarkts 2.0 angegangen werden.

An dieser Stelle ist auch die vom Bundeswirtschaftsministerium eingeräumte **Stellungnahmefrist** von zwei Wochen deutlich zu kritisieren.

Dieser Zeitraum ist im Hinblick auf die geplanten weitreichenden ordnungspolitischen Vorgaben und die Ausweitung der regulatorischen Eingriffe in bisher marktwirtschaftlich funktionierende Bereiche des Energiewirtschaftssystems nicht ausreichend für ein qualitativ angemessenes Konsultations- und Beteiligungsverfahren der betroffenen Unternehmen und Verbände.

### Kosten und Aufwand

Die Vorstellungen des BMWi zur zukünftigen Ausgestaltung des Strommarktes 2.0 sowie zur Kapazitäts- und Klimareserve sind eine **teure Lösung für Versorgungssicherheit und Klimaschutz**.

Die eigenen Gutachten des Ministeriums gehen für den Zeitraum von 2015 bis 2039 im Vergleich zum Strommarkt 2.0 von folgenden Systemmehrkosten aus:

|   | Systemmehrkosten in Euro |          |
|---|--------------------------|----------|
|   | gesamt                   | jährlich |
| <b>Dezentraler Leistungsmarkt</b>                           | 2 Mrd.                   | 80 Mio.  |
| <b>Strommarkt 2.0 mit 3-5 GW technologieoffener Reserve</b> | 2 Mrd.                   | 80 Mio.  |
| <b>Strommarkt 2.0 mit 4-8 GW technologieoffener Reserve</b> | 3 Mrd.                   | 125 Mio. |

Im Zeitraum 2017 – 2020 ist als Bestandteil der Klima- und Kapazitätsreserve eine Braunkohlereserve mit 2,7 GW vorgesehen. Dies führt nach derzeitigem

Informationsstand zu jährlichen Zusatzkosten von **730 Mio. Euro**.<sup>1</sup> Damit sind die Systemkosten pro Jahr neunmal höher als bei den ursprünglich diskutierten Varianten.

Die Mehrkosten für die zusätzlich vorgesehene Gasreserve ab 2021 in Süddeutschland sind hierbei noch nicht einberechnet.

Die Umsetzung der Vorstellungen des BMWi werden nicht nur für das Gesamtsystem teuer, sondern vor allem auch für private Haushalte, Mittelstand und Energieversorgungsunternehmen.

Es stellt sich daher die grundsätzliche Frage, wie diese staatlich verursachten Kosten in Zukunft verteilt werden sollen. Anspruch der politischen Entscheidungsträger sollte es sein, nur sachgerechte Umlagen zu erheben und die Kosten der Energiewende auf möglichst viele Schultern zu verteilen, zumal dieser Transformationsprozess zutreffend als gesamtgesellschaftliche Aufgabe proklamiert wurde.

Auf der Seite der Unternehmen werden vor allem kleine Energieversorger von den neuen Regelungen negativ betroffen sein. Weitere Anforderungen und regulatorische Verpflichtungen, insbesondere an die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), verursachen einen unnötigen zusätzlichen administrativen Aufwand (z. B. Aufbau eines 24/7-Handels) bei steigenden finanziellen Risiken.<sup>2</sup>

Es sollte nicht das Ziel des BMWi sein, Strukturpolitik zu betreiben und vor allem kleinere Marktakteure über Verschärfungen bei der Bilanzkreisbewirtschaftung aus dem Markt zu verdrängen sowie damit auch einen Konzentrations- und Oligopolisierungsprozess zu begünstigen.

## Regulierung und Wettbewerb

Der VKU sieht einen eklatanten **Widerspruch** zwischen dem mehrfach betonten Bekenntnis des Ministeriums zu **Markt und Wettbewerb** und den immer **weitergehenden Regulierungsvorschlägen**.

Grundsätzlich ist zu bemängeln, dass das BMWi versucht, Versorgungssicherheit herzustellen, indem es die Regulierung weiter verschärft.

Das gilt vor allem für die wettbewerblich organisierten Teile von Vertrieb und Handel. Die Verantwortung für die Versorgungssicherheit wird auf die Bilanzkreise verlagert und

---

<sup>1</sup> Institut der Deutschen Wirtschaft Köln (2015)

<sup>2</sup> Eine detaillierte Begründung ist dem [VKU-Positionspapier zur Stärkung der Bilanzkreistreue](#) zu entnehmen.

außerdem auf ein Instrument, das nicht langfristig, sondern **kurzfristig** Last und Erzeugung ausgleichen soll.

Zusätzlich bilden die Netz- und Kapazitätsreserven einen wachsenden Sockel, der außerhalb des Marktes agiert bzw. agieren soll. Speziell die Kapazitätsreserve wirkt jedoch in den Regelenergiemarkt. Das gilt besonders für das Klimasegment. Um die Braunkohlekraftwerke für den Notfall in Einsatzbereitschaft zu versetzen, müssen diese rechtzeitig angefahren werden. Sie produzieren Strom, den sie in das Netz einspeisen. Die Frage, was mit dem eingespeisten Strom passiert, der durch das Hochfahren der Kraftwerke auf Mindestlast produziert wird, bleibt unbeantwortet. Möglicherweise wird mit negativer Regelenergie gegengesteuert. Dies würde höhere Kosten für das Gesamtsystem nach sich ziehen. Möglicherweise speisen die Braunkohlekraftwerke in den Markt ein, ohne dass mit negativer Regelenergie gegengesteuert wird. Das reduziert den Regelenergiebedarf und senkt die **Preise im Regelenergiemarkt**. Das BMWi strebt einen Markt an, der sich u. a. auf Preisspitzen und hohe Preise optimiert. Der beschriebene Sachverhalt erschwert Erzeugern diesen Ansatz.

Der VKU bezweifelt weiterhin, dass ein auf **Preisspitzen** und Langfristverträge ausgerichteter Markt Investitionsanreize setzen kann. Sollten wider Erwarten Preisspitzen mit erheblichen Auswirkungen für die Verbraucherpreise auftreten, bezweifelt der VKU außerdem, dass diese von der Politik akzeptiert werden.

Der neue § 1a (1) EnWG des Referentenentwurfs legt fest, dass die Höhe der Strompreise nicht regulatorisch beschränkt werden darf. Diese Festlegung hindert den Gesetzgeber jedoch nicht daran, das EnWG zu ändern, wie 29 Änderungen in den letzten 10 Jahren zeigen. Das für Investitionen in Kraftwerke erforderliche Vertrauen in nachhaltige Rahmenbedingungen wird sich auf dieser Grundlage nicht einstellen.

Der VKU sieht außerdem einen Widerspruch zwischen dem Plan des Ministeriums, **Preissignale** direkter zum Kunden weiterzugeben und der Wälzung der Kosten für fast alle geplanten Maßnahmen über die Netzentgelte. Mit der Weitergabe der Preissignale sollen Flexibilisierungspotentiale gehoben werden. Der staatlich festgesetzte Preisbestandteil ist schon heute der größte Kostenblock der Strompreise. Mit der vorgesehenen Wälzung weiterer Kosten wächst dieser Anteil nochmals – Preissignale kommen damit noch weniger beim Kunden an.

Ein weiteres grundsätzliches Problem besteht darin, dass Lieferanten und Vertriebe die Risiken durch **unkalkulierbare Preisspitzen**, die im Falle eines nicht möglichen Closings im Spotmarkt auftreten, nicht an Endkunden weitergeben können. Alle Kundenpreise werden ex-ante festgelegt, eine nachträgliche Anpassung der Preise ist in der Regel nicht möglich. Die Höhe einer eventuellen Nachberechnung durch Preisspitzen besteht jedoch

erst ex-post. Im Rahmen der Grundversorgung könnten diese Effekte demnach erst in der darauf erfolgenden Preisanpassung Berücksichtigung finden. Aufgrund der zu erwartenden hohen Beträge ist bei derartigem Vorgehen mit erheblichen Kundenverlusten zu rechnen, da Wettbewerber, die zufällig nicht betroffen sind, deutlich günstigere Preise anbieten könnten. Im Bereich der leistungsgemessenen Endkunden wären entsprechende Verträge mit Nachberechnungsoptionen erforderlich. Hier ist aufgrund der Wettbewerbssituation nicht damit zu rechnen, dass solche Vertragsmodelle umsetzbar sind, da kein Endkunde derart unkalkulierbare Preismodelle im Strombezugsvertrag akzeptieren wird. In beiden Fällen ist davon auszugehen, dass die Lieferanten/Vertriebe die Kosten von möglichen Preisspitzen nicht weiterberechnen können und aufgrund der erheblichen Summen durchaus mit vermehrten Insolvenzen gerechnet werden muss. Eine Finanzierung von Kraftwerksreserven wird so auf keinen Fall erfolgen.

Das Ministerium möchte zudem einen Markt für Flexibilität schaffen. Flexibilität hat derzeit keinen Preis und dieser wird sich im Strommarkt 2.0 auch nicht automatisch einstellen.

Es braucht deshalb einen Markt für gesicherte Leistung und Flexibilitätsoptionen. Der vom VKU vorgeschlagene dezentrale Leistungsmarkt schafft einen wettbewerblich ausgestalteten Angebots- und Nachfragemarkt für gesicherte Leistung und Flexibilitätsoptionen.

## › FORDERUNGEN DES VKU

### 1. Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)

#### § 1 (4) EnWG - Ziele des Gesetzes anpassen

› Hemmnisse für den Marktausgleich sollen verringert werden.

#### **Begründung**

Vor dem Hintergrund der vorgeschlagenen Maßnahmen zur Stärkung der Bilanzkreisverantwortung erachtet der VKU den Abbau von Hemmnissen, die den Marktteilnehmern den Ausgleich von Einspeisungen und Entnahmen erschweren, als essentiell.

Hierzu zählt die Schaffung einer einheitlichen, deutschlandweiten Regelzone. Mit einer deutschlandweiten Regelzone würden sowohl der Aufwand als auch die Risiken reduziert, die mit der Durchführung von Handelsgeschäften, dem Bilanzkreis- und dem Fahrplanmanagement sowie der Bilanzkreisabrechnung verbunden sind. Derzeit gibt es in Deutschland vier Regelzonen, wodurch insbesondere die Abwicklung regelzonenübergreifender Handelsgeschäfte erschwert wird. Dieser Punkt sollte in Verbindung mit einer Anpassung des § 12 EnWG in die neuen Ziele des EnWG aufgenommen werden.

#### **Umsetzungsempfehlung**

##### § 1 (4) EnWG

Um den Zweck des Absatzes 1 auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz insbesondere die Ziele,

1. die freie Preisbildung für Elektrizität durch wettbewerbliche Marktmechanismen zu gewährleisten und die Preissignale an den Strommärkten für Erzeuger und Verbraucher zu stärken,
2. den Ausgleich von Angebot und Nachfrage nach Elektrizität an den Strommärkten jederzeit zu ermöglichen sowie die Hemmnisse, die den Marktteilnehmern den Ausgleich von Einspeisungen und Entnahmen in das Elektrizitätsversorgungssystem erschweren, zu minimieren,
3. dass Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten insbesondere möglichst umweltverträglich, effizient und flexibel in dem Umfang eingesetzt werden, der erforderlich ist, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, und

4. den Elektrizitätsbinnenmarkt zu stärken sowie die Zusammenarbeit insbesondere mit den an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Staaten und elektrischen Nachbarn zu intensivieren.

### § 1a (2) EnWG - Grundsätze des Strommarktes anpassen

› Die Anreize zur Verbesserung des Bilanzkreissystems sollten in einem umfassenden Konsultationsprozess identifiziert und die Hemmnisse zur Bilanzkreisbewirtschaftung sollten sukzessive abgebaut werden.

#### **Begründung**

Das Bilanzkreissystem sollte nicht ausschließlich über Pönalisierungen weiterentwickelt werden, sondern in enger Abstimmung mit allen Marktteilnehmern geeignete Anreize gefunden werden. Darüber hinaus sollten hinderliche Faktoren beseitigt werden und es muss sichergestellt sein, das Bilanzkreisverantwortliche bei externen Eingriffen in den Bilanzkreis, z. B. durch einen Aggregator, nicht schlechter gestellt werden.

#### **Umsetzungsempfehlung**

##### § 1a (2) EnWG

Das Bilanzkreis- und das Ausgleichsenergiesystem haben eine zentrale Bedeutung für die Gewährleistung der Elektrizitätsversorgungssicherheit. ~~Daher soll die Bilanzkreistreue der Bilanzkreisverantwortlichen sichergestellt werden.~~ Grundvoraussetzung ist daher die ordnungsgemäße Bewirtschaftung der Bilanzkreise. Um Bilanzkreistreue sicherstellen zu können, muss u. a. gewährleistet sein, dass der Bilanzkreisverantwortliche bei externen Eingriffen nicht schlechter gestellt wird.

### § 3 Nr. 9 EnWG – Speicher sind keine Letztverbraucher

› Speicher dürfen nicht als Letztverbraucher definiert werden.

#### **Begründung**

Die Definition der Letztverbrauchereigenschaft von Speichern hat Auswirkungen auf die Geschäftsmodelle beziehungsweise deren Rechtssicherheit. Zudem ist die Abgabenlast in unterschiedlichen Geschäftsmodellen nicht einheitlich und hängt an der Stromentnahme. Energiespeicher können Energie aufnehmen, für einen gewissen Zeitraum zwischenspeichern und danach die Energie wieder abgeben. Die Zwischenspeicherung ist also das Wesen dieser Technologie.

Der Erhebungstatbestand stammt noch aus einer Welt mit der Vorstellung, dass Stromentnahme aus dem Netz und der Verbrauch zwangsläufig zeitlich zusammenfallen.

Damit wird die Entnahme aus dem Netz mit der Belastung des Verbrauchs gleichgesetzt. Dies ist in einem Energiesystem mit Speichern, in dem Stromentnahme und Verbrauch durchaus zeitlich auseinanderfallen können, keine sinnvolle Handhabung.

Ziel der Erhebungstatbestände ist es, den Verbrauch und nicht nur den alleinigen Umsatz von Strom zu belasten. Die Belastung der Entnahme aus dem Netz und des zeitlich später anfallenden Verbrauchs wäre eine Doppelbelastung.

Deshalb sollte die Letztverbraucherdefinition in § 3 Nr. 25 EnWG und auch im § 5 Nr. 24 EEG präzisiert werden. Es muss deutlich werden, dass im Fall der Zwischenspeicherung kein Letztverbrauch vorliegt.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### § 3 Nr. 9 EnWG

Natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Speicherung von Energie, insbesondere von Erdgas, elektrischer Energie oder Wasserstoff wahrnehmen und für den Betrieb einer Speicheranlage verantwortlich sind,[...]

#### § 3 Nr. 25 EnWG

Natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen, also nicht zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Speicher leiten.

#### § 5 Nr. 24 EEG

„Letztverbraucher“ jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht, also nicht zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Speicher leitet.

## **§ 12 EnWG - Bildung einer einheitlichen Regelzone**

➤ Die Betreiber von Übertragungsnetzen haben eine einheitliche Regelzone zu schaffen.

### **Begründung**

Die Schaffung einer einheitlichen Regelzone ist Grundvoraussetzung, um weitere Effizienzpotentiale im Stromhandel zu beheben. Ergänzend hierzu siehe § 1 Abs. 4 EnWG.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### **§ 12 EnWG**

Einfügen des neuen Absatzes 1a zwischen Absatz 1 und 2:

Die Betreiber von Übertragungsnetzen haben bis zum 01.01.2018 eine Regelzone zu bilden und die Regelverantwortung auf einen Regelverantwortlichen zu übertragen. Dabei sind sämtliche Aufgaben gegenüber anderen Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen und den Marktteilnehmern (Bilanzkreisverantwortliche, Anbieter von Regelleistung) auf einen Marktverantwortlichen zu übertragen. Die Regulierungsbehörde wird ermächtigt, unter angemessener Einbeziehung aller interessierten Betroffenen Festlegungen zur Ausgestaltung des Zielzustandes und zum Übergang auf diesen zu treffen.

#### **§ 13 (1b) Satz 1-5 EnWG, § 13 (1c) Satz 1-6 EnWG - Sachgerechte Redispatch-Vergütung**

- › Die Regelungen zur Vergütung des Redispatch müssen grundlegend im Sinne der Rechtsprechung des OLG Düsseldorf überarbeitet werden.
- › Der Ansatz zum anteiligen Werteverbrauch ist nicht sachgerecht.
- › Unternehmen sollten bei der Redispatch-Vergütung einen Anspruch auf einen Anteil an sämtlichen Fixkosten (nicht nur der Abschreibungen) einschließlich einer Eigenkapitalverzinsung analog der Vergütung von Netzbetriebsmitteln gemäß der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) haben.
- › Der Anteil sollte sich nicht aus dem Verhältnis zwischen den redispatch-bedingten Betriebsstunden und den bei Investitionsentscheidung geplanten ergeben. Statt der Betriebsstunden bei Investitionsentscheidung sollten die geplanten oder simulierten marktpreisgetriebenen betriebswirtschaftlich sinnvollen Betriebsstunden im jeweiligen Einsatzjahr maßgeblich sein.

#### **Begründung**

Der Redispatch ist eine Notfallmaßnahme und dient zur Kompensation des erforderlichen, aber bislang fehlenden Netzausbaus und ist als Netzersatz zu werten. Der Grundsatz, dass ein Redispatch-Einsatz den Kraftwerksbetreiber weder besser noch schlechter stellen darf als ohne die Redispatch-Maßnahme, ist daher nicht angemessen.

Die Vergütungsregelung des Referentenentwurfs bildet die Hinweise und das Verständnis des Urteils des OLG Düsseldorf zu den Redispatch-Beschlüssen nicht vollständig ab. So wird u. a. im Urteil die Eigenkapitalverzinsung als Bestandteil einer angemessenen Vergütung bewertet.

Der Ansatz zum anteiligen Werteverbrauch auf Basis der angenommenen Betriebsstunden bei Investitionsentscheidung ist weder sachgerecht noch praktikabel. Die Realitäten des von den erneuerbaren Energien geprägten Strommarktes werden nicht berücksichtigt.

Entscheidend für eine Kraftwerksinvestition ist der Deckungsbeitrag, der sich aus den multiplizierten Spreads mit möglichen Betriebsstunden ergibt. Auf dieser Grundlage basiert auch § 1 des neuen Gesetzes, der impliziert, dass auf Basis von kurzfristigen Preisspitzen bei geringen Einsätzen Investitionen getätigt werden. Die Regelung, für die Entschädigung im neuen Strommarktgesetz historische, mehr als zehn Jahre alte Investitionsbeschlüsse herbeizuziehen, ist realitätsfern und inkonsistent.

Es stellen sich folgende Fragen:

- Wie sollen die bei Investitionsentscheidung geplanten Betriebsstunden nachgewiesen werden?
- Warum sollten Anlagen, die tendenziell mehr Betriebsstunden erbringen, geringer vergütet werden als andere?

Das würde bedeuten, dass Redundanzanlagen eine 100-Prozent-Kostenkompensation erhalten. Die Redispatch-Quote sollte daher über den Quotient aus Redispatch-Arbeit und geplanter Einsatzmenge am Markt bestimmt werden.

Bei der Berechnung der zugrunde liegenden Redispatch-Zeiten sind die erforderlichen An- und Abfahrzeiten der Erzeugungsanlage sowie die Betriebsbereitschaft aus geplantem Nicht-Einsatz (aufschiebbare Wartungsarbeiten, Halten in Mindestlast zwischen zwei Anforderungsblöcken) mit einzubeziehen.

Es bleibt unklar, wie ein sachgerechter Nachweis von Opportunitätskosten gelingen kann. Hier bekommt die BNetzA weitreichende Regelungsfreiheit zugewiesen. Rechtssicherheit wird damit nicht geschaffen.

Weiterhin ist klarzustellen, dass eine neue und für die Betreiber von Erzeugungsanlagen kostendeckende Vergütung des Redispatch-Einsatzes rückwirkend, und zwar bis zum Zeitpunkt der juristischen Anfechtung der Redispatch-Regelung, erfolgt (2012).

### ***Umsetzungsempfehlung***

#### **§ 13 (1b) Satz 1-5 EnWG**

Der Text ist entsprechend in § 13 (1c) Sätze 1 – 3 zu übernehmen.

~~Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung ist angemessen, wenn sie den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme nach Absatz 1a Satz 1 stünde.~~

Eine angemessene Vergütung nach Absatz 1a Satz 1 umfasst folgende Bestandteile, wenn und soweit diese durch die jeweilige Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung nach Absatz 1a Satz 1 auf Anforderung des Betreibers eines Übertragungsnetzes verursacht worden sind:

1. die notwendigen Auslagen für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung (Erzeugungsauslagen),
2. ~~den Werteverbrauch der Anlage für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung (anteiligen Werteverbrauch)~~ die anteiligen Fixkosten der Anlage einschließlich Eigenkapitalverzinsung für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung. Dabei sind die einsatzbedingten Mehrkosten zu berücksichtigen sowie
3. die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten.

~~Ersparte Erzeugungsaufwendungen erstattet der Anlagenbetreiber an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber. Für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs nach Satz 2 Nummer 2 für die Anlage oder Anlagenteile auf Grund der handelsrechtlichen Restwerte ist als Schlüssel das Verhältnis aus den anrechenbaren Betriebsstunden im Rahmen von Maßnahmen nach Absatz 1a Satz 1 und den für die Anlage bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden zugrunde zu legen.~~

Für die Bestimmung der anteiligen Fixkosten der Anlage nach Satz 2 Nr. 2 ist das Verhältnis zwischen den redispatch-bedingten Betriebsstunden inkl. An- und Abfahrzeiten und Halten der Anlage im Betriebszustand zwischen zwei Anforderungsblöcken und in Mindestlast und den geplanten oder simulierten marktpreisgetrieben betriebswirtschaftlich sinnvollen Betriebsstunden maßgeblich.

~~Weiter gehende Kosten, die dem Anlagenbetreiber auch ohne Anforderung nach Absatz 1a Satz 1 entstehen, insbesondere Betriebsbereitschaftsauslagen und eine Verzinsung des gebundenen Kapitals, werden nicht erstattet.~~

### **§ 13 (1b) Satz 6 EnWG - Keinen pauschalierten Ansatz bei der Redispatch-Vergütung**

- Der VKU lehnt einen pauschalierten Ansatz zur Bestimmung der angemessenen Vergütung ab.
- Die Bundesnetzagentur darf keine weiteren Prüfrechte erhalten.

### **Begründung**

Die pauschalierte Vergütung ist im Einzelfall ggf. nicht kostendeckend. Dieser Ansatz widerspricht dem Grundverständnis der Rechtsprechung des OLG Düsseldorf zum Redispatch. Diese Instanz stuft die pauschalierten Vergütungsregelungen als nicht rechters ein.

Die BNetzA erhält in diesem Absatz weitere Prüfrechte. Diese kommen einer Regulierung gleich. Es muss ausgeschlossen werden, dass die BNetzA damit Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz nimmt.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### § 13 (1b) S. 6 EnWG

Zur Bestimmung der angemessenen Vergütung nach den Sätzen 1 und 2 kann die Regulierungsbehörde weitere Vorgaben im Wege einer Festlegung nach § 29 Absatz 1 machen, insbesondere Vorgaben machen,

1. dass sich die Art und die Höhe der Vergütung danach unterscheidet, ob es sich um eine Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung oder um eine leistungserhöhende oder leistungsreduzierende Maßnahme handelt,
- ~~2. zu einer vereinfachten Bestimmung der Erzeugungsauslagen nach Satz 2 Nummer 1; die Vergütung nach Satz 2 Nummer 1 kann ganz oder teilweise als Pauschale für vergleichbare Kraftwerkstypen ausgestaltet werden, wobei die pauschale Vergütung die konkret zuzurechnenden Kosten im Einzelfall nicht abdecken muss; für die Typisierung sind geeignete technische Kriterien heranzuziehen,~~
3. zur Ermittlung der anrechenbaren Betriebsstunden nach Satz 4,
4. zur Ermittlung und zum Nachweis der entgangenen Erlösmöglichkeiten nach Satz 2 Nummer 3 und
5. zur Bemessung der ersparten Erzeugungsaufwendungen nach Satz 3.

~~Die Bundesnetzagentur erhebt bei den Betreibern von Erzeugungsanlagen die für die Festlegungen nach Satz 6 und für die Prüfung der angemessenen Vergütung notwendigen Daten einschließlich etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse. Die Betreiber sind insoweit zur Auskunft verpflichtet. Die Bundesnetzagentur kann Festlegungen nach § 29 Absatz 1 zu Umfang, Zeitpunkt und Form der zu erhebenden und mitzuteilenden Daten, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen, treffen.~~

### § 13 (1c), S. 4 - Rückkehrrecht nicht beeinträchtigen

› Das Rückkehrrecht bei vorläufiger Stilllegung darf nicht dadurch beeinträchtigt werden, dass das betroffene Unternehmen Betriebsbereitschaftsauslagen in Anspruch nimmt.

#### **Begründung**

Die Rechtsfolge ist unverhältnismäßig. Das gilt insbesondere deshalb, weil die Zeiten für die vorläufige Stilllegung auf ein Jahr verkürzt wurden.

#### **Umsetzungsempfehlung**

##### § 13 (1c) S. 4 EnWG

~~Für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs nach Satz 1 Nummer 3 für die Anlage oder Anlagenteile auf Grund der handelsrechtlichen Restwerte ist als Schlüssel das Verhältnis aus den anrechenbaren Betriebsstunden im Rahmen von Maßnahmen nach Absatz 1a Satz 2 und den für die Anlage bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden zugrunde zu legen. Nimmt der Betreiber der Anlage den Betreiber des Übertragungsnetzes auf Zahlung der Betriebsbereitschaftsauslagen in Anspruch, so darf ab diesem Zeitpunkt die Anlage für die Dauer von vier Jahren ausschließlich nach Maßgabe der von den Übertragungsnetzbetreibern angeforderten Systemsicherheitsmaßnahmen betrieben werden.~~

### § 13 (4) EnWG - Die Abrechnung der Bilanzkreise für jede Viertelstunde ist unsachgemäß

› Eine Abrechnung der Bilanzkreise für jede Viertelstunde wird abgelehnt.

#### **Begründung**

Künftig sollen die Bilanzkreise auch dann abgerechnet werden, wenn der Betreiber von Übertragungsnetzen aufgrund von Systemstabilität in das Stromsystem kurzfristig eingreifen muss oder die Kapazitätsreserve in Anspruch nehmen will. Diese Maßnahme führt zu unsachgemäßen und nicht verursachergerechten Pönalisierungen für die BKV.

Wenn ein Betreiber von Übertragungsnetzen Maßnahmen zur Sicherung der Systemstabilität (§ 13 Abs. 2 EnWG) oder im Rahmen des Einspeisemanagements (§ 14 EEG) ergreift, werden Schiefstände in den Bilanzkreisen verursacht. Diese liegen allerdings nicht im Einflussbereich des BKV und können von diesem auch nicht prognostiziert werden. Diese Schiefstände entstehen somit nicht ursächlich durch Prognoseabweichungen der Marktakteure, sondern z. B. durch netztechnische Probleme (z. B. der Stromausfall am 4. November 2006).

In diesen Fällen hat sich das Engpassmanagement der Netzbetreiber bewährt und sollte beibehalten werden.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### § 13 (4) EnWG

Im Falle einer Anpassung nach Abs. 2 ruhen bis zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung alle hiervon jeweils betroffenen Leistungspflichten. Satz 1 führt nicht zu einer Aussetzung der Abrechnung der Bilanzkreise durch den Übertragungsnetzbetreiber, soweit hierbei nicht Bilanzkreisabweichungen abgerechnet werden, die vom Betreiber von Übertragungsnetzen verursacht wurden.

Soweit bei Vorliegen der Voraussetzungen nach Abs. 2 Maßnahmen getroffen werden, ist insoweit die Haftung für Vermögensschäden ausgeschlossen. Im Übrigen bleibt § 11 Abs. 3 unberührt. Die Sätze 3 und 4 sind für Entscheidungen des Betreibers von Übertragungsnetzen im Rahmen von § 13a Abs. 2, § 13c Abs. 1 und § 16 Abs. 2a entsprechend anzuwenden.

### **§ 13a (1) Satz 5 EnWG - Keine Verschärfung der Stilllegungsarten**

➤ Kraftwerksbetreibern darf die freie Verwendung ihrer Anlagen durch den Zwang zur endgültigen Stilllegung nicht beschränkt werden.

### **Begründung**

Der Gesetzesentwurf definiert starre Fristen, wann eine Anlage automatisch von der vorläufigen in die endgültige Stilllegung überführt wird.

Die vorläufige Stilllegung gilt künftig nur noch für Kraftwerke, die innerhalb eines Jahres nach Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber wieder betriebsbereit gemacht werden können. Sobald jene Frist überschritten wird, gilt das Kraftwerk automatisch als endgültig stillgelegt. Zu den entsprechenden Rechtsfolgen gehört u. a. ein Rückkehrverbot (No-Way-Back) in den Energy-Only-Markt.

Insofern sich ein Kraftwerksbetreiber entscheidet, die Anlage für einen längeren Zeitraum vorübergehend stillzulegen (beispielsweise um Personalkosten zu sparen oder eine Niedrigpreisphase am Strommarkt zu überbrücken), läuft er Gefahr, das Kraftwerk nie wieder im Strommarkt einsetzen zu dürfen.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### § 13a (1) Satz 4 EnWG

Mit Ausnahme von Revisionen und technisch bedingten Störungen sind vorläufige Stilllegungen Maßnahmen, die bewirken, dass die Anlage nicht mehr anfahrbereit

gehalten wird, aber innerhalb eines Jahres angemessenen Zeitraums nach Anforderung durch den Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Absatz 1a Satz 4 wieder betriebsbereit gemacht werden kann, um eine angeforderte Anpassung ihrer Einspeisung nach § 13 Absatz 1a Satz 1 und 2 oder Absatz 1c umzusetzen. Ein angemessener Zeitraum liegt vor, wenn er die spezifischen Umstände und Hintergründe – z. B. teurer und aufwendiger Instandhaltungsbedarf, Personalkosten, vorübergehende Übernahme der Produktion durch eine andere Anlage – der vorläufigen Stilllegungsentscheidung des Anlagenbetreibers gebührend berücksichtigt.

#### § 13a (1) Satz 5-6 EnWG

Endgültige Stilllegungen sind Maßnahmen, die den Betrieb der Anlage endgültig ausschließen oder bewirken, dass eine Anpassung der Einspeisung nicht mehr ~~innerhalb eines Jahres~~ nach Ablauf des angemessenen Zeitraums nach § 13 Absatz 1a Satz 4 nach einer Anforderung nach § 13 Absatz 1a Satz 1 und 2 oder Absatz 1c erfolgen kann, da die Anlage nicht mehr innerhalb dieses Zeitraums betriebsbereit gemacht werden kann.

### § 13a (3) Satz 2 EnWG - Angemessene Vergütung in der Netzreserve bei endgültiger Stilllegung

› Eine angemessene Vergütung ist zusätzlich zu den „Erhaltungsauslagen“ und „Betriebsbereitschaftsauslagen“ um eine Kapitalverzinsung analog StromNEV zu ergänzen.

#### **Begründung**

Für den Kraftwerksbetreiber verbleiben für unternehmerische Tätigkeiten in der Netzreserve eine Vielzahl von Risiken. Für diese sollte er eine entsprechende Vergütung inkl. Risikoaufschlag oder Eigenkapitalverzinsung erhalten.

#### **Umsetzungsempfehlung**

##### § 13a (3) S. 2 EnWG

(3) Der Betreiber einer Anlage, deren endgültige Stilllegung nach Absatz 2 verboten ist, muss die Anlage zumindest in einem Zustand erhalten, der eine Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13 Absatz 1a oder Absatz 1c ermöglicht, soweit dies nicht technisch oder rechtlich ausgeschlossen ist.

Er hat gegenüber dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes Anspruch auf eine angemessene Vergütung für erforderliche Erhaltungsmaßnahmen nach Satz 1 (Erhaltungsauslagen) sowie der Betriebsbereitschaftsauslagen im Sinne des § 13 Absatz 1c, sofern und soweit diese nach dem Zeitpunkt der Ausweisung der

Systemrelevanz durch den Betreiber des Übertragungsnetzes nach Absatz 2 Satz 1 anfallen und der Vorhaltung und dem Einsatz als Netzreserve zu dienen bestimmt sind.  
Die angemessene Vergütung umfasst ferner einen angemessenen Risikozuschlag für den Weiterbetrieb, der einer Eigenkapitalverzinsung gemäß StromNEV entspricht.

### §§ 13a (4) EnWG, 9 (3) NetzResV - Keine neuen Anlagen für die Netzreserve

- › Der VKU spricht sich dagegen aus, für die Netzreserve neue Anlagen zu errichten.
- › Sollten die Anlagen aufgrund des politischen Kompromisses dennoch errichtet werden, ist die Verteilung der entstehenden Kosten zu beachten. Die Kosten für die politisch gewollten Neuanlagen sollten nicht zur Folge haben, dass die Endkundenpreise bundesweit steigen.

#### **Begründung**

Es bestehen auch nach Einschätzung des BMWi derzeit erhebliche Überkapazitäten am Markt. Die Überkapazitäten müssen abgebaut werden. Es ist nicht nötig, neue Erzeugungsanlagen zu errichten.

Es ist fraglich, wie das BMWi zu der Einschätzung kommt, dass ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 ein bis zwei GW neu zu errichtende Erzeugungsanlagen<sup>3</sup> notwendig werden. Diese neu zu errichtenden Gaskraftwerke sind Teil eines politischen Kompromisses vom 1. Juli 2015.

Der Neubau von Kraftwerken ist laut ResKV ein Ausnahmefall. Die BNetzA selbst bewertet diese Ausnahme als ineffizient und empfiehlt für diesen Fall die Integration eines Kapazitätsmechanismus.

Anstatt neue Anlagen zu errichten, sollten ausländische Kapazitäten kontrahiert werden. Es sollte im Gesetz außerdem klargestellt werden, dass zukünftig weiterhin ausländische Kapazitäten für die Netzreserve kontrahiert werden können. Der Sachverhalt ist in der Neuregelung missverständlich.

Die aktuelle Regelung sieht außerdem vor, dass die Kosten für den Neubau von Kraftwerken über die Netzentgelte gewälzt werden. Sollten die Anlagen aufgrund des politischen Kompromisses vom 01.07.2015 errichtet werden, ist die Verteilung der entstehenden Kosten zu beachten. Die Kosten für die politisch gewollten Neuanlagen sollten nicht zur Folge haben, dass die Endkundenpreise bundesweit steigen.

<sup>3</sup> Eckpunktepapier vom 1. Juli 2015: neue, schwarzstartfähige Gaskraftwerke

### **Umsetzungsempfehlung**

#### § 13a (4) EnWG

(4) Die Übertragungsnetzbetreiber halten nach den Absätzen 2 und 3, nach § 13 Abs. 1a Satz 2 und Abs. 1c sowie nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 13b Abs. 1 Nummer 2 Anlagen zum Zweck der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, insbesondere für die Bewirtschaftung von Netzengpässen und für die Spannungshaltung vor (Netzreserve). Die Netzreserve wird gebildet aus

- vorläufig stillgelegten systemrelevanten Anlagen,
- systemrelevanten Anlagen, bei denen eine vorläufige oder endgültige Stilllegung zu besorgen ist, und
- neu zu errichtenden Anlagen.

~~Ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 besteht ein Bedarf für bis zu zwei Gigawatt neu zu errichtende Erzeugungsanlagen. Die Betreiber der Übertragungsnetze bestimmen den Bedarf nach Satz 3 bis zum 30. November 2016 im Rahmen der Analysen nach § 3 der Netzreserveverordnung und binden nach Bestätigung des Bedarfs durch die Bundesnetzagentur die erforderlichen Anlagen für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 für einen Zeitraum von 15 Jahren. Für die Bindung der neu zu errichtenden Erzeugungsanlagen gelten die Regelungen des Beschaffungsverfahrens des Kapazitätssegments nach § 13d Abs. 3 und der Rechtsverordnung nach § 13e entsprechend.~~

#### § 9 (3) NetzResV

(3) Der Betreiber der Anlage verpflichtet sich, die Anlage nach Ende der Nutzung im Rahmen der Netzreserve ausschließlich

- ~~1. in der Kapazitäts- und Klimareserve im Sinne von § 13d des Energiewirtschaftsgesetzes einzusetzen oder~~
2. dem Übertragungsnetzbetreiber als besonderes netztechnisches Betriebsmittel zur Nutzung zur Verfügung zu stellen; die Anlage muss dann weiter ausschließlich außerhalb der Strommärkte zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems eingesetzt werden.

### § 13d (3) - Wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren für die Kapazitätsreserve

- › Die Kapazitätsreserve muss über ein wettbewerbliches und transparentes Ausschreibungsverfahren beschafft werden.
- › Im Sinne der Versorgungssicherheit spricht sich der VKU dafür aus, die Ausschreibungskriterien für die Kapazitätsreserve so zu gestalten, dass die Anlagen bedarfsgerecht über Deutschland verteilt sind.
- › Politisch gewollte Neubauanlagen für die Netzreserve dürfen für die Kapazitätsreserve nicht berücksichtigt werden.

#### **Begründung**

Die Beschaffung der Kapazitätsreserve muss im Rahmen eines transparenten wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens stattfinden. Ausschreibungen sind kostengünstiger und transparenter als bilaterale Verträge. Die aktuelle Formulierung lässt nicht erkennen, was ein gleichwertiges wettbewerbliches Verfahren sein könnte.

§ 13d (3) S. 5 EnWG impliziert, dass die politisch angestrebten Gaskraftwerke in Süddeutschland im Beschaffungsprozess berücksichtigt werden sollen.

Angesichts bestehender Überkapazitäten sollten – mit Ausnahme EE-integrationsfähiger KWK-Anlagen – derzeit keine Neubauanlagen für die Netzreserve und auch nicht für die Kapazitätsreserve errichtet werden. Die Einbeziehung von Neubaukraftwerken aus der Netzreserve in die Kapazitätsreserve bedeutet, dass indirekt Neubauanlagen für die Kapazitätsreserve errichtet werden. Dadurch werden Kosten, die der Netzreserve zugerechnet werden müssten, mit Kosten für die Kapazitätsreserve vermischt.

Kraftwerke, die sowohl in der Netz- als auch in der Kapazitätsreserve sind, sollen laut Strommarktgesetz (§ 13a (5) EnWG) nicht doppelt vergütet werden. Das wirkt sich jedoch auf die regionale Verteilung der Reservekraftwerke aus.

Die Netzreserve wird im Wesentlichen in Süddeutschland benötigt. Kraftwerke in der Netzreserve werden nicht unter dem Entgelt in die Kapazitätsreserve bieten, das sie bereits in der Netzreserve erhalten. Daher ist nicht damit zu rechnen, dass Kraftwerke im Süden den Zuschlag für die Kapazitätsreserve erhalten. Die Kapazitätsreserve wird daher voraussichtlich überwiegend im Norden liegen. Es stellt sich die Frage, ob die Konzentration in einer Region den Knappheitsfall auflösen kann.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### § 13d (3) S. 1 EnWG

(3) Die Bildung des Kapazitätssegments erfolgt im Rahmen eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens ~~oder eines diesem hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertigen wettbewerblichen Verfahrens (Beschaffungsverfahren).~~ Das Ausschreibungsverfahren muss die bedarfsgerechte regionale Verteilung der Anlagen über Deutschland sicherstellen.

#### § 13d (3) S. 4 EnWG

~~Im Rahmen des Beschaffungsverfahrens nach Satz 1 sind bei dem Umfang des Kapazitätssegments in der Planung und im Bau befindliche neu zu errichtende Erzeugungsanlagen nach § 13a Abs. 4 Satz 3 und 4 zu berücksichtigen.~~

### **§ 13d (4) S. 2 und 3 sowie 13e (2) Nr. 1 und Nr. 3 - Transparentes Verfahren zum Klimasegment sicherstellen**

- › Es dürfen keine Kapazitäten in das Klimasegment aufgenommen werden, die ohnehin bis 2020 aus dem Markt genommen werden.
- › Die Grundlage für die Vergütung der Braunkohlekapazitäten sollte transparent gemacht werden und durch eine unabhängige Stelle geprüft werden.
- › Darüber hinaus sollte durch eine unabhängige Stelle geprüft werden, dass die Kraftwerks-Betreiber im Klimasegment tatsächlich nicht besser gestellt werden als Kraftwerks-Betreiber außerhalb des Klimasegments.

### **Begründung**

Es muss sichergestellt werden, dass keine Kapazitäten in die Reserve aufgenommen werden, die ohnehin bis 2020 aus dem Markt genommen werden.

Deshalb sollten Braunkohlekraftwerke, die planmäßig bis 2020 abgeschaltet werden würden, nicht in die Reserve einbezogen werden oder nur bis zu dem Zeitpunkt in der Reserve bleiben, an dem sie ohnehin aus dem Markt gegangen wären. So würde der Abbau von Überkapazitäten beschleunigt. Es wäre nicht im Sinne eines kosteneffizienten Mechanismus, geplante Stilllegungen zusätzlich zu vergüten. Darüber hinaus wäre der Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Reduktion in diesem Fall fraglich.

Das Klimasegment ist eine teure Lösung für die Klimaziele, insbesondere im Vergleich zu einem marktlichen, angebots- und nachfrageseitig sich selbstregelnd ausgleichenden und durch deutlich geringere Kosten geprägten dezentralen Kapazitätsmechanismus.

Zudem sollen die Kosten voraussichtlich über die Netzentgelte gewälzt werden.

Damit werden die Verbraucher erheblich belastet. Es ist nicht klar, auf welcher Basis die Vergütungen und Kompensationen für die Betreiber bestimmt werden sollen. § 13e (2) enthält dazu keine weiteren Ausführungen. Die Entscheidung wird in den alleinigen Kompetenzbereich des BMWi übertragen. Dazu wird im Gesetzentwurf ausgeführt, dass die Betreiber der Anlagen wirtschaftlich nicht besser gestellt werden, als sie ohne Bindung im Klimasegment stünden. Es stellt sich die Frage, wie das sichergestellt wird.

Aus diesem Grund muss zum einen sichergestellt werden, dass die Grundlage für die Vergütung transparent gemacht und durch eine unabhängige Stelle geprüft wird. Die unabhängige Stelle und ihre Rechten und Pflichten sollten in einer Verordnungsermächtigung bestimmt werden.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### § 13d (4) S. 2 und 3

(4) Die Bildung des Klimasegments erfolgt in Abstimmung zwischen dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und jedem einzelnen Betreiber der Erzeugungsanlagen. Die Betreiber erhalten die für die Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft notwendigen Kosten und Auslagen erstattet. Die Grundlage für die Vergütung wird veröffentlicht und durch eine zu benennende unabhängige Stelle geprüft. Die Betreiber der Anlagen dürfen wirtschaftlich nicht besser gestellt werden, als sie ohne Bindung im Klimasegment stünden. Dies wird durch eine unabhängige Stelle geprüft.

#### § 13e (2) Nr. 1 und Nr. 3

(2) Zur näheren Bestimmung des Klimasegments der Kapazitäts- und Klimareserve nach § 13d Absatz 4 wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf,

1. zu bestimmen, welche mit Braunkohle befeuerten Erzeugungsanlagen ab welchem Zeitpunkt im Klimasegment gebunden werden; hierbei kann von dem Umfang des Klimasegments nach § 13d Absatz 4 Satz 3 in Höhe von bis zu zehn Prozent abgewichen werden. Es werden keine Anlagen im Klimasegment gebunden, die bis 2020 das Ende ihrer technischen Laufzeit erreicht haben.
2. [...]
3. die Vergütung nach § 13d Absatz 4 Satz 2 näher zu bestimmen; hierbei kann insbesondere vorgesehen werden, dass die für die Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft notwendigen Kosten und Auslagen erstattet werden und wie diese Kosten und Auslagen ermittelt und nachgewiesen werden; für diese Auslagen können auch Pauschalen angesetzt werden. Die Grundlage für die Vergütung wird veröffentlicht und durch eine unabhängige Stelle geprüft. [...]

### § 13d (6) S. 3 EnWG - Klimaziele sicher erreichen

- › Das Klimasegment der Kapazitätsreserve muss die Klimaziele sicher erreichen.
- › Zusätzlich notwendige Maßnahmen dürfen nicht erneut von den Verbrauchern bezahlt werden.

#### **Begründung**

Redaktionelle Klarstellung: Es ist sicherzustellen, dass die zwischen Braunkohlewirtschaft und BMWi vereinbarten Einsparungen mit dem Gesamtziel von 12,5 Mio. t CO<sub>2</sub> tatsächlich erreicht werden. Das ist mit der aktuellen Formulierung nicht sichergestellt. Es ist nicht ausreichend, ein Teilziel von bis zu 1,5 Mio. t CO<sub>2</sub>/a zu adressieren.

Bei der Braunkohlereserve handelt es sich um eine sehr teure Lösung für die Verbraucher, um die nationalen Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen. Es sollte daher sichergestellt werden, dass mit dem Klimasegment die Ziele auch tatsächlich erreicht werden. Sollte dies nicht der Fall sein, müssen die zusätzlich notwendigen Maßnahmen von den betroffenen Unternehmen und nicht erneut von den Verbrauchern bezahlt werden.

Das BMWi darf, sollte es keinen abgestimmten Vorschlag geben, weitere Anlagen im Klimasegment binden. Auch in diesem Fall sollte der Verbraucher nicht erneut belastet werden. So sollten die gebundenen Kraftwerke lediglich für ihren tatsächlichen Einsatz und nicht für die Betriebsbereitschaft wirtschaftlich kompensiert werden.

#### **Umsetzungsempfehlung**

##### § 13d (6) S. 3 EnWG

Sofern ein mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie abgestimmter Vorschlag nach Satz 2 nicht oder nicht rechtzeitig vorgelegt wird oder die abgestimmten Vorschläge zusammen mit den bereits durch das Klimasegment erreichten Einsparungen nicht zu einer Gesamteinsparung von 12,5 Millionen Tonnen von bis zu 1,5 Millionen Tonnen Kohlendioxidemissionen führen, kann das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie durch Rechtsverordnung nach § 13e Absatz 3 weitere installierte Leistung im Klimasegment binden. Die dadurch zusätzlich entstehenden Kosten tragen die betroffenen Unternehmen.

## §§ 13d (7), 51 (4) EnWG - Kapazitätsreserve in einen echten Kapazitätsmarkt überführen

- › Die Kapazitätsreserve soll automatisch in einen Kapazitätsmarkt übergehen, wenn die BNetzA feststellt, dass die Kapazitätsreserve größer als 5 Prozent der durchschnittlichen Jahreshöchstlast werden muss.
- › Die BNetzA sollte an die Ergebnisse des Monitoringberichts zur Versorgungssicherheit bei der Festsetzung der Größe der Kapazitätsreserve gebunden sein.
- › Es müssen Indikatoren bestimmt werden, die einen automatischen Übergang in den Kapazitätsmarkt auslösen.

### **Begründung**

Die BNetzA ist für die Dimensionierung der Kapazitätsreserve nicht an den Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit gebunden. Sie kann die Kapazitätsreserve aus kurzfristigen Gründen anpassen. Es stellt sich die Frage, warum ein zusätzlicher Bericht eingeführt wird, wenn er für die betroffenen Stellen nicht bindend ist. Zudem werden die Kompetenzen der BNetzA so erweitert, dass das Kapazitätssegment möglicherweise auf politische Weisung vergrößert oder verkleinert werden kann.

Um Versorgungssicherheit zu akzeptablen Kosten auch nach 2020 gewährleisten zu können, muss der Weg für die Weiterentwicklung des Strommarkts über die Reserve hinaus schon heute vorgegeben werden.

Bestandskraftwerke können heute und auch perspektivisch mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden. Ist dies aber der Fall, wächst die notwendige Reserve immer weiter an, ohne dass dies Fixkosten von Flexibilitätsoptionen deckt (unabhängig, ob es sich um Kraftwerke, Speicher oder Lastmanagement handelt). Sobald die Reserve aber eine bestimmte Größe überschreitet, sind auch nach den im Auftrag des BMWi erstellten Gutachten andere Kapazitätsmechanismen effizienter.

Daher sollte gesetzlich verankert werden, dass die Reserve automatisch in einen Kapazitätsmarkt übergeht, wenn sie eine bestimmte Größe überschritten hat. Dieses Vorgehen schafft Sicherheit über die weitere Entwicklung des Strommarkts und verhindert, dass die Reserve immer weiter anwächst und immer größere Teile des Marktes abdeckt.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### § 13d (7) EnWG

(7) Die Bundesnetzagentur überprüft und entscheidet bis zum 31. Oktober 2018 und dann mindestens alle zwei Jahre, ob eine Anpassung des Umfangs des Kapazitätssegments erforderlich ist; hierbei muss sie den Bericht zum Monitoring der

Versorgungssicherheit nach § 63 Abs. 2 Satz 1 Nummer 2 zugrunde legen. Die Entscheidung ist zu begründen und zu veröffentlichen.

~~Die Bundesnetzagentur kann den Umfang des Kapazitätssegments nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 13e durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 in begründeten Ausnahmefällen für einzelne oder mehrere Jahre abweichend von Abs. 3 Satz 3 anpassen, insbesondere wenn der Bericht eine Anpassung der Größe empfiehlt.~~

Die Größe der Reserve wird auf 5 Prozent der durchschnittlichen Jahreshöchstlast begrenzt. Sollte sich aus dem Monitoring zur Versorgungssicherheit ergeben, dass die Kapazitätsreserve vergrößert werden muss, sollte die Kapazitätsreserve in einen Kapazitätsmarkt übergehen. Das ist bei der Ausgestaltung der Reserveverträge zu berücksichtigen.

#### § 51 (4) EnWG

(4) Das Monitoring nach Abs. 3 umfasst die Messung und die Bewertung der Versorgungssicherheit. Das Monitoring erfolgt auf Basis von

1. Indikatoren, die zur Messung der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes geeignet sind, sowie
2. Schwellenwerten, bei deren Überschreiten oder Unterschreiten eine Prüfung und bei Bedarf ~~eine Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit~~ der Übergang in einen Kapazitätsmarkt erfolgt. Bei der Messung der Versorgungssicherheit nach Satz 1 sollen wahrscheinkeitsbasierte Analysen vorgenommen werden.

(5) Die Größe der Reserve wird auf 5 Prozent der durchschnittlichen Jahreshöchstlast begrenzt. Sollte sich aus dem Monitoring zur Versorgungssicherheit ergeben, dass die Kapazitätsreserve vergrößert werden muss, sollte die Kapazitätsreserve in einen Kapazitätsmarkt übergehen. Das ist bei der Ausgestaltung der Reserveverträge zu berücksichtigen.

### **§ 13e EnWG - Ausgestaltung der Kapazitäts- und Klimareserve im transparenten parlamentarischen Verfahren sicherstellen!**

- Die Klima- und Kapazitätsreserve müssen in einem transparenten parlamentarischen Verfahren ausgestaltet werden.
- Der Bundestag muss in den Prozess einbezogen werden.
- Es muss ein umfassendes Konsultationsverfahren mit ausreichenden Konsultationsfristen für die betroffenen Akteure durchgeführt werden.

### **Begründung**

Der Referentenentwurf sieht eine Verordnungsermächtigung zur Kapazitäts- und Klimareserve vor. Die Verordnungsermächtigung versetzt das BMWi in die Lage, beide Segmente der Reserve ohne jegliche Beteiligung der Gesetzgebungsorgane auszugestalten.

Die Reserve ist ein komplexer Mechanismus, der trotz gegenteiliger Behauptungen des Ministeriums in zahlreiche Bereiche der Energiewirtschaft hineinwirkt. Er sollte daher unter Beteiligung der betroffenen Akteure diskutiert und durch Entscheidung von Bundestag und Bundesrat festgelegt werden.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### § 13e EnWG

(1) Zur näheren Bestimmung des Kapazitätssegments der Kapazitäts- und Klimareserve nach § 13d Abs. 3 wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die ~~nicht~~ der Zustimmung des ~~Bundesrates~~ Bundestages bedarf, insbesondere Regelungen vorzusehen, [...]

(2) Zur näheren Bestimmung des Klimasegments der Kapazitäts- und Klimareserve nach § 13d Abs. 4 wird das BMWi ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die ~~nicht~~ der Zustimmung des ~~Bundesrates~~ Bundestages und des Bundesrates bedarf, [...]

(4) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die ~~nicht~~ der Zustimmung des ~~Bundesrates~~ Bundestages und des Bundesrates bedarf, die Bundesnetzagentur zu ermächtigen, Festlegungen nach § 29 Abs. 1 zu treffen [...]

(5) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie informiert die betroffenen Verbände über seine Absicht, eine Rechtsverordnung nach § 13e zu erlassen und seine Gründe hierfür. Den betroffenen Verbänden muss Gelegenheit gegeben werden, ihre Auffassung zu der beabsichtigten Rechtsverordnung zu äußern.

### **§ 13e, (1) Nr. 9 EnWG - Transparentes Verfahren zum Kapazitätssegment**

➤ Die Abrechnung der Kosten der Kapazitätsreserve muss frühzeitig und transparent geregelt werden.

### **Begründung**

Die zentrale Frage, wie die Kosten für die Abrechnung der Kapazitätsreserve umgelegt werden, ist nicht geklärt. Angesichts des im Weißbuch vorgesehenen Mindestpreises in Höhe von 20.000 Euro/MWh für die Aktivierung der Kapazitätsreserve ist es nicht nachvollziehbar, dass das Strommarktgesetz keinerlei Regelungen hierzu trifft. Vielmehr soll das Abrechnungsverfahren im Rahmen der Verordnungsermächtigung zur

Kapazitäts- und Klimareserve ausgestaltet werden. Dadurch wird der Markt weiterhin in Planungsunsicherheit gelassen.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### § 13e, (1) Nr. 9 EnWG

zum Verfahren der Abrechnung der Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Anlagen des Kapazitätssegments durch die Betreiber der Übertragungsnetze,

### **§ 16 (3) EnWG - Die Abrechnung der Bilanzkreise für jede Viertelstunde ist unsachgemäß**

› Eingriffe des Marktgebietsverantwortlichen in die Bilanzkreisbewirtschaftung des BKV dürfen nicht zu Lasten der BKV im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung sein.

### **Begründung**

Bei der Abrechnung der Bilanzkreise muss sichergestellt sein, dass nur die Abweichungen abgerechnet werden, die auch von den Bilanzkreisverantwortlichen tatsächlich verursacht wurden. Diese Begründung gilt analog für die Anpassung des § 13 Abs. 4 EnWG.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### § 16 (3) EnWG

Im Falle einer Anpassung nach Absatz 2 ruhen bis zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung alle hiervon jeweils betroffenen Leistungspflichten. Satz 1 führt nicht zu einer Aussetzung der Abrechnung der Bilanzkreise seitens des Marktgebietsverantwortlichen, soweit hierbei nicht Bilanzkreisabweichungen abgerechnet werden, die vom Marktgebietsverantwortlichen verursacht wurden. Soweit bei Vorliegen der Voraussetzungen nach Absatz 2 und Absatz 2a Maßnahmen getroffen werden, ist insoweit die Haftung für Vermögensschäden ausgeschlossen. Im Übrigen bleibt § 11 Absatz 3 unberührt.

### **§ 29 EnWG - Ordnungsgemäße Einbeziehung der Marktteilnehmer bei Festlegungen**

› Die Beteiligung der Marktteilnehmer muss aufgrund wachsender Regelungsbefugnisse der BNetzA gestärkt werden.

### **Begründung**

Das Strommarktgesetz sieht vor, dass die Festlegungskompetenzen der BNetzA künftig ausgeweitet werden sollen.

Es ist daher angemessen, dass alle Marktteilnehmer im Rahmen der Festlegungsverfahren auch stärker und vor allem frühzeitiger in die Konsultationsverfahren einbezogen werden. Darüber hinaus muss ihnen die Möglichkeit eingeräumt werden, detaillierte Informationen über die wichtigsten, das Verfahren betreffenden Aspekte (z. B. Anlass, Hintergründe, Ziele des Verfahrens) einzuholen. Wenn die Regulierungsbehörde umfassende neue Befugnisse erhält, muss sie durch ein Festlegungsverfahren konkretisieren, wie diese Befugnisse ausgestaltet werden sollen.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### **§29 (1) EnWG**

Einfügen eines neuen Absatzes 1a zwischen Abs. 1 und Abs. 2 § 29 EnWG:

Die Regulierungsbehörde hat Festlegungsverfahren mit höchstmöglicher Transparenz durchzuführen und alle interessierten Betroffenen, zu denen insbesondere auch die Marktteilnehmer gehören können, unverzüglich und angemessen in Festlegungsverfahren einzubeziehen. Hierzu gehören insbesondere die Bereitstellung von Unterlagen, die eine umfassende und effiziente Befassung mit den Festlegungsinhalten ermöglichen müssen und die die beabsichtigte Entscheidung erkennen lassen, sowie angemessene Fristsetzungen und Terminierungen. Sie hat die Gründe und Ziele von Festlegungsverfahren sowie die zur Herstellung der Transparenz nach Satz 1 erforderlichen Unterlagen umfassend und unverzüglich auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen.

### **§ 37 (1) EnWG - Ausnahmen von der Grundversorgungspflicht**

- Es muss klargestellt werden, dass entweder Zusatzversorgung oder Reserveversorgung vom Grundversorger verlangt werden kann.
- Der Anspruch auf den Grundversorgertarif für den Restbedarf von Eigenversorgern aus Klein-EEG und KWK-Anlagen sollte entfallen.

### **Begründung**

Zusatzversorgung wird benötigt, wenn der Letztverbraucher einen Teil seines Eigenbedarfes aus Eigenanlagen und/oder Lieferungen Dritter deckt und die darüber hinausgehenden Mengen vom Grundversorger bezieht.

Reserveversorgung wird demgegenüber benötigt, wenn der Letztverbraucher seinen gesamten Eigenbedarf aus Eigenanlagen und/oder Lieferungen Dritter deckt und nur bei vollständigem oder teilweisem Ausfall dieser Versorgungsmöglichkeiten vorübergehend

seinen Bedarf ganz oder teilweise vom Grundversorger bezieht. Diesem Unterschied wird § 37 Abs. 1 Satz 2 nicht gerecht, da dort kumulativ Zusatz- und Reserveversorgung genannt werden, sie aber nur alternativ verlangt werden kann. In § 37 Abs. 2 Satz 1 wird zudem nur die Reserveversorgung genannt; auch dies ist daher zu konkretisieren. Es muss dem Grundversorger auch in diesem Segment möglich sein, einen wirtschaftlich angemessenen eigenen Tarif anzubieten.

Dementsprechend sind auch in der Begründung zu § 37 die dort erwähnten Begriffe „Zusatz- oder Reservebelieferung“, „Zusatz- oder Ersatzversorgung“, „Zusatz- und Ersatzversorgung“ und „Zusatz- und Ersatzbelieferung“ einheitlich durch die Begriffe „Zusatz- oder Reserveversorgung“ zu ersetzen. Dies gilt klarstellend insbesondere auch im Hinblick auf die durch § 38 EnWG geregelte Ersatzversorgung, die im Rahmen des § 37 EnWG nicht zur Anwendung kommt.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### **§ 37 (1) Satz 2 EnWG**

Er kann aber eine Grundversorgung durch eine Zusatz- oder Reserveversorgung im Umfang und zu Bedingungen verlangen, die für den Grundversorger wirtschaftlich zumutbar sind.

#### **§ 37 (2) Satz 1 EnWG**

Zusatz- oder Reserveversorgung ist für den Grundversorger im Sinne des Absatzes 1 Satz 2 nur zumutbar, wenn sie den laufend durch Eigenanlagen gedeckten Bedarf für den gesamten Haushalt umfasst und ein fester, von der jeweils gebrauchten Energiemenge unabhängiger angemessener Leistungspreis mindestens für die Dauer eines Jahres bezahlt wird.

### **§ 51 (3) EnWG i.V.m. § 63 (3a) EnWG - Mindesterzeugung und Versorgungssicherheit zusammen denken**

- Ein gesonderter Bericht über die Mindesterzeugung wie in § 63 (3a) vorgesehen, ist irreführend.
- Der Bericht über Mindesterzeugung sollte in den Versorgungssicherheitsbericht integriert werden.

### **Begründung**

Mindesterzeugung wird in der Diskussion nicht sauber von Markt- und Systemanforderungen abgegrenzt, sondern häufig fälschlich mit mangelnder Flexibilität gleichgesetzt. Mindesterzeugung ist mit Systemdienstleistungen verbunden und daher relevant für die Versorgungssicherheit.

Der VKU begrüßt daher die Betrachtung der Mindesterzeugung. Einen gesonderten Bericht über die sogenannte Mindesterzeugung, wie in § 63 (3a) vorgesehen, lehnt der VKU ab.

Der Bericht über Mindesterzeugung sollte in den Versorgungssicherheitsbericht nach § 51 Abs. 3 EnWG integriert werden.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### § 51 (3) EnWG

(3) Das Monitoring nach Absatz 1 betrifft im Bereich der Versorgung mit Elektrizität insbesondere

1. das heutige und künftige Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf den europäischen Strommärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes,
2. bestehende sowie in der Planung und im Bau befindliche Erzeugungskapazitäten unter Berücksichtigung von Erzeugungskapazitäten für die Netzreserve sowie die Kapazitäts- und Klimareserve,
3. bestehende Verbindungsleitungen und Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie sowie in der Planung oder im Bau befindliche Vorhaben einschließlich der in den Anlagen zum Energieleitungsausbaugesetz und zum Bundesbedarfsplangesetz genannten Vorhaben,
4. die erwartete Nachfrageentwicklung,
5. die Mindesterzeugung, unter Beachtung der Ursachen der Mindesterzeugung und der zukünftigen Entwicklung der Mindesterzeugung,
6. die Qualität und den Umfang der Netzwartung,
7. eine Analyse von Netzstörungen und von Maßnahmen der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zur kurz- und längerfristigen Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems einschließlich des Einsatzes von Erzeugungskapazität im Rahmen der Netzreserve sowie der Kapazitäts- und Klimareserve und
8. Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger.

#### § 63 (3a) EnWG

~~(3a) Die Regulierungsbehörde veröffentlicht bis zum 31. März 2017, bis zum 30. November 2019 und dann mindestens alle zwei Jahre auf Grundlage der Informationen und Analysen nach § 12 Absatz 5 Nummer 4 jeweils einen Bericht über die Mindesterzeugung, über die Faktoren, die die Mindesterzeugung in den letzten zwei Jahren maßgeblich beeinflusst haben sowie über den Umfang, in dem die Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch diese Mindesterzeugung beeinflusst worden ist. In~~

den Bericht nach Satz 1 ist auch die zukünftige Entwicklung der Mindesterzeugung aufzunehmen.

### § 59a EnWG - Einrichtung einer Beschwerdestelle ist notwendig

- › Auf Bundesebene sollte eine Beschwerdestelle eingerichtet werden, die von Betroffenen in Festlegungsverfahren angerufen werden kann.

#### **Begründung**

Ein Großteil der notwendigen Detailregelungen wird über das Strommarktgesetz an die Regulierungsbehörde delegiert. Um ein faires und transparentes Festlegungsverfahren zu ermöglichen, muss den Marktparteien die Möglichkeit gegeben werden, im gegebenen Fall eine unabhängige Beschwerdestelle anzurufen.

#### **Umsetzungsempfehlung**

In § 59 EnWG wird ein neuer Absatz § 59a EnWG eingefügt:

Von einem Festlegungsverfahren der Regulierungsbehörde Betroffene können sich hinsichtlich § 29 Absatz 1a mit einer Beschwerde an die beim Beirat nach § 5 des Gesetzes über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen eingerichtete Beschwerdestelle wenden. Erkennt die Beschwerdestelle eine Beschwerde als berechtigt an, kann sie weisungsbefugt in das betreffende Festlegungsverfahren eingreifen. Beschwerden sind bis zu einem Monat nach der Beschlussfassung der Regulierungsbehörde zum betreffenden Festlegungsverfahren einzureichen.

### § 111d EnWG - Einrichtung einer nationalen Informationsplattform ist überflüssig

- › Datenflut schafft keine zusätzliche Transparenz im Strommarkt.
- › Ausreichend Informationen sind bereits öffentlich zugänglich.
- › Meldeverpflichtungen der Marktteilnehmer begrenzen.

#### **Begründung**

Die Verfügbarkeit von Daten löst nicht das Problem, dass sich der Markt von einer Zeit mit bestehenden Kapazitäten hin zu einer investitionsintensiven Phase mit steigenden Einspeisern mit Grenzkosten nahe 0 bewegt.

Allein der Zugang zu Daten bedeutet nicht, dass Akteure entsprechend reagieren können oder wollen. Auch sollte auf alle Fälle vermieden werden, dass der Aufbau einer Plattform mit zusätzlichen Meldeverpflichtungen für die Marktteilnehmer verbunden ist.

Durch die bereits bestehenden Verpflichtungen bzw. insbesondere durch REMIT und (perspektivisch) durch die Markttransparenzstelle sind ausreichend Informationen am Markt vorhanden.

Derzeit bestehen mindestens 18 unterschiedliche Meldeverpflichtungen an verschiedene Meldestellen. Mit der anlaufenden Meldeverpflichtung nach REMIT sowie der noch ausstehenden Markttransparenzstelle (MTS) kommen noch weitere Verpflichtungen und Kosten, die letztendlich der Verbraucher tragen muss, hinzu. Es ist daher nicht verständlich, warum eine weitere Informationsplattform eingerichtet werden soll, woraus sich ggf. eine weitere Meldeverpflichtung für Marktteilnehmer ergibt. Auch ist der Nutzen zu hinterfragen, da auch die Daten der beiden Transparenzvorhaben, REMIT sowie MTS, veröffentlicht werden sollen.

Hier sollte insbesondere aus Kostengründen erst einmal abgewartet werden, welche Informationen über die Transparenzvorhaben zu Verfügung gestellt werden, bevor weitere Plattformen eingerichtet werden.

### **Umsetzungsempfehlung**

Vollständige Streichung der § 111d (1) bis (4).

Hilfswiese muss definiert werden, welche zusätzlichen Veröffentlichungspflichten nach § 111d (1) zur Erhöhung der Transparenz im Strommarkt für erforderlich gehalten werden. Eine so umfangreiche Generalklausel zur Veröffentlichung zusätzlicher Daten darf nicht allein im Ermessen der Regulierungsbehörde liegen. Grundsätzlich stellt der VKU kritisch in Frage, ob die umfangreichen neuen Veröffentlichungspflichten Transparenz schaffen oder vielmehr zu einem undurchschaubaren Datengeflecht für den Endkunden führen. Es muss zumindest durch eine gesetzliche Verpflichtung sichergestellt werden, dass die BNetzA die Aufgabe hat, die Termine und Datendefinition der nationalen Informationsplattform mit denen aus anderen Festlegungen zum Beispiel zur Bilanzierung zu harmonisieren.

### **§ 111e und f EnWG - Harmonisierung der Datenmeldungen und -formate vor Aktivierung eines Marktstammdatenregisters**

- Neue, zusätzliche Datenmeldepflichten der Marktteilnehmer sollten ebenso wie Mehrfacherhebung von Daten grundsätzlich vermieden werden.
- Bei der Einführung eines Marktstammdatenregisters ist auf ein Level-Playing-Field zu achten und neue Markttrollen, wie Aggregatoren, sind ebenfalls mit einzubeziehen.

### **Begründung**

Wie von der Energiebranche seit geraumer Zeit beklagt, sind die derzeitigen Datenmeldeverpflichtungen für die unterschiedlichen Marktrollen enorm.

Es wurden 18 verschiedene Listen/Portale/Register identifiziert, in die betreffende Marktrollen Daten zu melden haben. Weitere Listen, wie das im Entwurf der Ladesäulenverordnung enthaltene Verzeichnis über Ladepunkte für Elektromobilität bei der Bundesnetzagentur, kommen absehbar hinzu. Das Datenpaket (welche Daten in welcher Granularität) ist dabei jeweils unterschiedlich, wenngleich zahlreiche Datenpakete eine große Schnittmenge aufweisen. Auch das Datenformat ist uneinheitlich.

Die Einrichtung eines zentralen Registers für Stammdaten wird vom VKU grundsätzlich begrüßt. Dabei muss jedoch besonderes Augenmerk auf § 111e Abs. 1 Nr. 2 gelegt werden, demnach ein Ziel der Errichtung des Marktstammdatenregisters ist, den Aufwand zur Erfüllung energierechtlicher Meldepflichten zu verringern.

In der Begründung heißt es hierzu, „...dass durch das Marktstammdatenregister ein substanzieller Beitrag zur Reduzierung des Bürokratieaufwands der im Energieversorgungssystem handelnden Personen geleistet wird.“ Die zentrale Frage ist allerdings, inwiefern damit bereits bestehende oder im Aufbau befindliche Register abgelöst werden können, beziehungsweise schon heute so aufgebaut werden, dass sie nahtlos in das Marktstammdatenregister überführt werden können.

Hierzu sind verschiedene Schritte erforderlich:

1. Definition „Stammdaten“ und klare Abgrenzung von Planungs- und Echtzeit-Daten
2. Erfordernis der Datenerhebung überprüfen. Nicht nur die Vielzahl der verschiedenen Register ist problematisch, sondern auch die Ähnlichkeit – aber leider nicht Gleichheit – der jeweiligen Datenmeldungen an unterschiedliche Register. Daher sollte bei einer Aufnahme in das Register das Erfordernis der Datenerhebung überprüft und zwingend an ähnliche Datenerhebungen im Register angepasst werden. Dies verhindert, dass gleiche Aspekte durch unterschiedliche Fragestellungen mehrfach erhoben werden. Gerade im Hinblick auf die Vielzahl der Marktakteure ist diese Überprüfung zwingend notwendig.
3. Harmonisierung der Datenpakete und -formate: Es muss darauf hingewirkt werden, dass Datenpakete harmonisiert und Datenformate möglichst vereinheitlicht werden.
4. Berechtigungssystem, das den Zugang zum Marktstammdatenregister regelt.

Ziel muss es sein, bestehende Register im Marktstammdatenregister aufzulösen, so dass dadurch tatsächlich eine Entbürokratisierung stattfindet und für die betroffenen Unternehmen ein konkreter Mehrwert entsteht.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, inwieweit das Marktstammdatenregister auch die von der EU eingesetzten Datenregister ersetzen soll. Sollten diese weiterhin bestehen bleiben und gleichzeitig im Marktstammdatenregister vergleichbare Datenmeldungen gefordert werden, wird eine angestrebte Entbürokratisierung nicht erreicht. Daher sollte hier ebenfalls die Möglichkeit von Doppelungen bei Meldungen in Deutschland und gleichzeitig an EU-Register überprüft und auch an dieser Stelle das Thema „Entbürokratisierung“ adäquat in Angriff genommen werden.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### **§ 111e (4) EnWG**

(4) Die Bundesnetzagentur muss Behörden den Zugang zum Marktstammdatenregister eröffnen, soweit diese Behörden die gespeicherten Daten zur Erfüllung ihrer jeweiligen gesetzlichen Aufgaben benötigen. Daten, die im Marktstammdatenregister erfasst sind, ~~sollen~~ dürfen von Organisationseinheiten in Behörden, die für die Überwachung und den Vollzug energierechtlicher Bestimmungen zuständig sind oder Daten zu energiestatistischen Zwecken benötigen, nicht erneut erhoben werden, soweit ~~die organisatorischen und technischen Voraussetzungen für den Zugriff auf das Marktstammdatenregister gewährleistet sind und~~ nicht zur Umsetzung europäischen Rechts eine eigenständige Datenerhebung erforderlich ist.

#### **§ 111f Abs. 2 EnWG**

[...]2. welche weiteren Personen registriert und welche weiteren Anlagen zur Erreichung der Zwecke nach § 111e Absatz 1 erfasst werden müssen oder können; dies sind insbesondere:

a) Personen:

- aa) Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen,
- bb) Direktvermarktungsunternehmer nach § 5 Nummer 10 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,
- cc) Strom- und Gaslieferanten, die Letztverbraucher beliefern,
- dd) Messstellenbetreiber,
- ee) Marktteilnehmer nach Artikel 2 Nummer 7 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes,
- ff) Betreiber von organisierten Marktplätzen nach Artikel 2 Nummer 4 der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 der Kommission über die Datenmeldung nach Artikel 8 Absatz 2 und 6 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts,

gg) Aggregatoren

[...] 8. die Nutzung des Marktstammdatenregisters einschließlich der Möglichkeit zum automatisierten Abruf von Daten in einem maschinenlesbaren Format um die elektronische Weiterverarbeitung zu gewährleisten, durch[...]

## 2. Änderung der Stromnetz Zugangsverordnung (StromNZV)

### § 5 (3) StromNZV - Abwicklung des Intraday-Handels erleichtern

› Fristverlängerung für die Abwicklung regelzonenübergreifender Fahrpläne.

#### **Begründung**

Um weitere Effizienzpotentiale im Intraday-Handel zu heben und die Abwicklung des Fahrplangeschäftes zu erleichtern, sollten künftig Änderungen für regelzonenübergreifende Fahrpläne bis Werktag 16 Uhr möglich sein.

#### **Umsetzungsempfehlung**

##### § 5 (3) StromNZV

Nachträgliche Fahrplanänderungen regelzoneninterner Fahrpläne können bis 16 Uhr des auf den Erfüllungstag folgenden Werktags erfolgen. Dies gilt gleichermaßen für regelzonenübergreifende Fahrpläne, sofern die Fahrplanänderungen nach dem Erfüllungszeitraum angemeldet werden.

### § 8 (1) StromNZV - Keine Strukturpolitik über die Ausgleichsenergiekosten

› Die Erhöhung der Ausgleichsenergiekosten wird abgelehnt.  
› Maßnahmen dürfen die hohe Wettbewerbsintensität im deutschen Strommarkt nicht gefährden.

#### **Begründung**

Um die Anreize zur Bilanzkreistreue zu erhöhen, sollen u. a. die Regelleistungsvorhaltungskosten für die Minuten- und Sekundärregelleistung auf die BKV umgelegt werden. Dieser Ansatz geht in die falsche Richtung.<sup>4</sup> Auch künftig sollten sämtliche Vorhaltungskosten durchweg im Rahmen des bewährten Systems der Netznutzungsentgeltabrechnung gewälzt werden.

<sup>4</sup> Eine detaillierte Begründung kann dem [VKU-Positionspapier zur Stärkung der Bilanzkreistreue](#) entnommen werden.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### **§ 8 (1) StromNZV**

(1) Betreiber von Übertragungsnetzen müssen die Kosten für Primärregelleistung und -arbeit, für die Vorhaltung von Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung sowie weiterer beschaffter und eingesetzter Regelenergieprodukte als eigenständige Systemdienstleistungen den Nutzern der Übertragungsnetze in Rechnung stellen. ~~soweit nicht die Bundesnetzagentur durch Festlegung nach § 27 Abs. 1 Nummer 21a die Kosten für denjenigen Teil der Vorhaltung von Regelenergie aus Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung, der durch das Verhalten der Bilanzkreisverantwortlichen in ihrer Gesamtheit verursacht wird, zur Abrechnung über die Ausgleichsenergie bestimmt. Bei der Ermittlung der Kosten kann eine pauschalisierende Betrachtung zu Grunde gelegt werden.~~ Für jedes Angebot, das zum Zuge kommt, bemisst sich die zu zahlende Vergütung nach dem im jeweiligen Angebot geforderten Preis, soweit nicht die Bundesnetzagentur durch Festlegung nach § 27 Abs. 1 Nummer 3b das Verfahren zur Vergütung der Regelenergie durch ein Einheitspreisverfahren regelt.

### **§ 8 (2) StromNZV - Keine unsachgemäße Pönalisierung über die Bilanzkreisabrechnung**

» Die Abrechnung der Bilanzkreise darf nur in den Fällen erfolgen, in denen die Bilanzkreisabweichungen auch tatsächlich vom BKV verursacht werden.

#### **Begründung**

In Verbindung mit § 13 Abs. 4 EnWG sieht § 8 Abs. 2 StromNZV vor, dass Bilanzkreise über den gesamten Zeitraum abgerechnet werden sollten, und somit zum Beispiel auch in den Fällen des § 13 Abs. 2 EnWG.

Diese Verfahrensweise wird aus den unter § 13 Abs. 4 EnWG dargelegten Gründen als nicht sachgemäß und verursachungsgerecht bewertet.<sup>5</sup>

### **Umsetzungsempfehlung**

#### **§ 8 (2) StromNZV**

(2) Die einzelnen Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, innerhalb ihrer jeweiligen Regelzone auf 15-Minuten-Basis die Mehr- und Mindereinspeisungen aller Bilanzkreise zu saldieren.

<sup>5</sup> Eine detaillierte Begründung kann dem [VKU-Positionspapier zur Stärkung der Bilanzkreistreue](#) entnommen werden.

Sie haben die Kosten und Erlöse für den Abruf von Sekundärregelarbeit und Minutenreservearbeit sowie im Fall einer nach § 27 Abs. 1 Nummer 21a getroffenen Festlegung auch die Kosten für die Vorhaltung von Regelenergie aus Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung im festgelegten Umfang als Ausgleichsenergie den Bilanzkreisverantwortlichen auf Grundlage einer viertelstündlichen Abrechnung in Rechnung zu stellen.

Die Preise, die je Viertelstunde ermittelt werden, müssen für Bilanzkreisüberspeisungen und Bilanzkreisunterspeisungen identisch sein.

Die Abrechnung des Betreibers von Übertragungsnetzen gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen soll den gesamten Abrechnungszeitraum vollständig umfassen. Von der Einbeziehung in die Ausgleichsenergiepreise ausgeschlossen sind Kosten und Systemungleichgewichte, die nicht vom Bilanzkreissystem verursacht wurden. Bei Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG oder § 14 EEG darf die Abrechnung nur insoweit erfolgen, wie die Bilanzkreisabweichungen nicht durch die Betreiber von Übertragungsnetzen verursacht wurden.

### § 26 (3) StromNZV – Festlegung von Regeln bei der Öffnung der Bilanzkreise für Dritte

› Die Interaktion zwischen Bilanzkreisverantwortlichen, Dienstleistern und Netzbetreibern muss geregelt werden.

#### **Begründung**

Zwar wird über die Anpassung des Bilanzkreisvertrages Strom eine Öffnung der Bilanzkreise gefordert, nicht geregelt sind allerdings die Prozesse, Beziehungen und Informationsströme zwischen den beteiligten Marktparteien (z. B. BKV und unabhängigen Aggregator sowie Letztverbraucher).

Darüber hinaus fehlen wichtige Angaben bzgl. der Präqualifikationsanforderungen und der Abwicklungsprozesse für die Aggregation von Verbrauchslasten. Sichergestellt werden muss, dass unabhängige Aggregatoren energiewirtschaftliche Verantwortung übernehmen müssen.

Dies gilt sowohl für die eichrechtlich unangreifbare Bemessung von abgeschalteten, also nicht bezogenen Energiemengen als auch für sogenannte Nachholmengen, welche nach einer Flexibilitätsmaßnahme zu einem späteren Zeitpunkt vom Endkunden in Anspruch genommen werden, für welche Mengen der BKV hier jedoch keine Prognose erhält.

Für unabhängige Aggregatoren ist darüber hinaus eine Informationspflicht gegenüber dem BKV erforderlich, bevor eine Änderung der Energielieferung erfolgt. Die Informationspflicht des unabhängigen Aggregators gegenüber dem BKV muss im Detail ausgestaltet und festgelegt werden (Zeitpunkt und Art der Information). All dies ist im Entwurf nicht erkennbar und es ist unklar, wie hier weiter verfahren werden soll.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### **§ 26 (3) StromNZV**

In den Bilanzkreisverträgen ist sicherzustellen, dass die Bilanzkreisverantwortlichen, soweit hierdurch in ihrem Bilanzkreis keine Bilanzkreisabweichungen entstehen, gegen angemessenes Entgelt ihren Bilanzkreis für die Bereitstellung von Minutenreserve und von Sekundärregelleistung öffnen, die ein Bereitsteller des eigenen Bilanzkreises über einen anderen Bilanzkreis erbringen will. In beiden Fällen hat der Bereitsteller dafür Sorge zu tragen, dass im Bilanzkreis des Bilanzkreisverantwortlichen durch die Öffnung keine Imbalancen entstehen.

### **§ 27 (1) StromNZV - Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde regeln**

Die Regelungskompetenzen der Bundesnetzagentur sollten begrenzt werden.

### **Begründung**

Der Entwurf des Strommarktgesetzes macht bei vielen Punkten, bei denen zeitnahe Regelungsbedarf besteht (u. a. Einpreisung der Regelleistungsvorhaltungskosten), um das Vertrauen der Marktteilnehmer zu stärken, keine Vorgaben.

Stattdessen werden zahlreiche Maßnahmen zur detaillierten Umsetzung an die Bundesnetzagentur weiterdelegiert. Aufgrund intransparenter Verfahrensweisen und erfahrungsgemäß später Einbeziehung der Marktteilnehmer sollte die Regelungskompetenz der BNetzA bei einzelnen Themen beschnitten oder nur unter umfassender Einbeziehung der Marktteilnehmer erfolgen.

### **Umsetzungsempfehlung**

#### **§ 27 (1) StromNZV sowie Änderungsvorschläge zu Abs. 1 Nr. 16, Abs 1 Nr. 21 und Anpassung des neu eingefügten Abs. 1 Nummer 21a StromNZV**

(1) Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 und 1a des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zwecke, Ziele und Grundsätze kann die Regulierungsbehörde unter Beachtung der Anforderungen eines sicheren Netzbetriebs Entscheidungen durch Festlegungen nach § 29 Abs. 1 und 1a des Energiewirtschaftsgesetzes treffen.

(Abs. 1 Nr. 16)

zu Verfahren zur Handhabung und Abwicklung sowie zur Änderung von Fahrplänen nach § 5 durch die Betreiber von Übertragungsnetzen; hierbei kann sie von den Regelungen des § 5 Absatz 1, 2 und 3 abweichen; soweit in § 5 jeweils vorgesehen, kann sie hierbei von den Regelungen des § 5 abweichen;

(Abs. 1 Nr. 21)

zu Preisbildungsmechanismen für Ausgleichsenergiepreise nach auf der Grundlage von § 8 Absatz 2 sowie zu den Fristen für die Bilanzkreisabrechnung abweichend von § 8 Absatz 2; dabei kann sie insbesondere von den Grundsätzen der Kostenverrechnung, von der Symmetrie der Ausgleichsenergiepreise für Bilanzkreisunterspeisung und Bilanzkreisüberspeisung sowie von den Fristen für die Bilanzkreisabrechnung abweichen;

(Abs. 1 Nr. 21a)

zu den Kriterien, nach denen die Ausgleichsenergie nach § 8 Absatz 1 und 2 durch die Betreiber der Übertragungsnetze abzurechnen ist; dabei kann sie insbesondere festlegen, wie derjenige Teil der Vorhaltung von Regelleistung, der dem Verhalten der Bilanzkreisverantwortlichen in ihrer Gesamtheit zuzurechnen ist, von den Betreibern der Übertragungsnetze zu bestimmen und im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung abzurechnen ist

### **3. Änderung der Reservekraftwerksverordnung**

Grundsätzliche Anmerkung: Die Neufassung der Reservekraftwerksverordnung ist zeitlich nicht mehr befristet. Die Netzreserve ist ein Hilfsmittel, um den unvollständigen Netzausbau zu überbrücken. Demnach geht der VKU davon aus, dass die Netzreserve abgeschafft wird bzw. in die Kapazitätsreserve übergeht, sobald der Netzausbau zwischen Süd- und Norddeutschland abgeschlossen ist. Zudem bemängelt der VKU, dass die Ausgestaltung dieses Übergangs und das Zusammenspiel zwischen Bestandskraftwerken in der Netz- und Kapazitätsreserve immer noch nicht klar geregelt ist.

#### **§ 4 (3) NetzResV - Keine drastische Fristverkürzung zwischen Vertragsabschluss und Einsatzbereitschaft**

» Der VKU spricht sich gegen die drastische Fristverkürzung für Kraftwerksbetreiber von zwei Monaten auf zwei Wochen für die Beschaffung von Energieträgern etc. aus.

### **Begründung**

Das BMWi möchte die Frist zum Abschluss der Netzreserveverträge vom 15. Juli auf den 15. September verlängern, da ein längerer Zeitraum für die Verhandlungen zwischen den beteiligten Akteuren notwendig ist.

Damit verkürzt das BMWi allerdings den Zeitraum der Kraftwerksbetreiber zur Beschaffung von Energieträgern, Personal etc. auf lediglich zwei Wochen. Die Kraftwerksbetreiber einigen sich erst zum 15. September mit den Übertragungsnetzbetreibern (verpflichtende Einsatzbereitschaft ab 1. Oktober).

### **Umsetzungsempfehlung**

#### § 4 (3) NetzResV

(3) Die Übertragungsnetzbetreiber führen die Verhandlungen mit den Betreibern der Anlagen und schließen bis spätestens zum 15. ~~September~~ August Verträge über die Nutzung der Anlagen für die Netzreserve ab, sofern diese Anlagen im folgenden Winterhalbjahr benötigt werden.

### **§ 13a EnWG i.V.m. § 6 (1) Satz 4 NetzResV - Angemessene Vergütung auch in der Netzreserve**

- › Für die Bestimmung des Werteverbrauchs ist der VKU-Vorschlag zu §13 (1c) heranzuziehen.
- › Der Ansatz zum anteiligen Werteverbrauch ist nicht sachgerecht.
- › Unternehmen sollten einen Anspruch auf einen Anteil an sämtlichen Fixkosten (nicht nur der Abschreibungen) einschließlich einer Eigenkapitalverzinsung analog der Vergütung von Netzbetriebsmitteln gemäß der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) haben.
- › Der Anteil sollte sich nicht aus dem Verhältnis zwischen den Redispatch-bedingten Betriebsstunden und den bei Investitionsentscheidung geplanten ergeben. Statt der Betriebsstunden bei Investitionsentscheidung sollten die geplanten oder simulierten marktpreisgetriebenen betriebswirtschaftlich sinnvollen Betriebsstunden im jeweiligen Einsatzjahr maßgeblich sein.

### **Begründung**

Der Gesetzesentwurf stellt Netzreservekraftwerke mit Redispatch-Kraftwerken gleich. So sollen in der Netzreserve gebundene Kraftwerke ebenfalls nur anteilig für den Werteverzehr des Kraftwerks auf Basis „anrechenbarer Betriebsstunden“ entschädigt werden.

Diese Schlechterstellung der Netzreservekraftwerke ist nicht sachgerecht: Kraftwerke in der Netzreserve können nicht anderweitig vermarktet, konserviert oder Anlagenteile

verkauft werden, da der Übertragungsnetzbetreiber eine Einsatzoption für 365 Tage im Jahr besitzt. Die Reduktion des Werteverbrauchs der Anlage auf möglicherweise ganz wenige Einsatzstunden pro Jahr ist damit nicht tragfähig.

### **Umsetzungsempfehlung**

(1) Die Kosten, die durch die Nutzung der bestehenden Anlagen nach § 5 Absatz 2 in der Netzreserve entstehen, werden dem Betreiber der Anlage durch den jeweiligen Betreiber des Übertragungsnetzes erstattet. Kosten, welche auch im Fall einer endgültigen Stilllegung angefallen wären, sind nicht erstattungsfähig. Opportunitätskosten in Form einer angemessenen Verzinsung für bestehende Anlagen nach § 5 Absatz 2 sind nur erstattungsfähig, sofern und soweit eine verlängerte Kapitalbindung in Form von Grundstücken und weiterverwertbaren technischen Anlagen oder Anlagenteilen aufgrund der Verpflichtung für die Netzreserve besteht. Der Werteverbrauch der weiterverwertbaren technischen Anlagen oder der Anlagenteile ist nur erstattungsfähig, sofern und soweit die technischen Anlagen in der Netzreserve tatsächlich eingesetzt werden; für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs ist § 13 Absatz 1c Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechend anzuwenden für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs ist mind. der Zeitraum der Vertragsbindung in der Netzreserve anzusetzen.

## **4. Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)**

### **§ 24 (1) EEG - Verringerung der Förderung bei negativen Preisen**

- › Der VKU unterstützt grundsätzlich die Klarstellung zur Ermittlung der negativen Preis-Stunden im Rahmen der 6-Stunden-Regelung.
- › Der Gesetzgeber sollte eine vollständige Abschaffung des § 24 EEG in Erwägung ziehen.

### **Begründung**

Die Klarstellung, dass für das Vorhandensein negativer Preise auf den Day-ahead-Markt und den Intraday-Markt kumulativ abzustellen ist, kann die nicht kalkulierbaren Risiken bei der Direktvermarktung in Folge der 6-Stunden-Regelung reduzieren.

Bei einem kumulativen Abstellen auf beide Marktsegmente kommt es weniger häufig zu einem Verlust der Marktprämie als wenn nur auf eines der Marktsegmente abgestellt wird. Dies ist im Interesse der Investitionssicherheit zu begrüßen. Gleichwohl müssen Anlagenbetreiber auch bei der kumulativen Betrachtungsweise mit einem Förderungsverlust rechnen, dessen Ausmaß schwer zu prognostizieren ist. Es besteht die Gefahr, dass dieses Risiko bei den Ausschreibungen in die Gebote eingepreist wird und die Förderkosten für die Allgemeinheit verteuert.

In Bezug auf die praktische Umsetzbarkeit der vorgeschlagenen Lösung ist zu beachten, dass auch die Heranziehung des Intraday-Durchschnittspreises als Instrument mit großen Schwierigkeiten für die Marktteilnehmer verbunden ist, da der Preis erst nach Handelsschluss feststeht und veröffentlicht wird.

Kurz vor Handelsschluss eines Intraday-Kontraktes lässt sich zwar aktuell ein Näherungswert des Durchschnittspreises auf Grundlage der bis dahin getätigten Geschäfte ermitteln.

Bei der vorgeschlagenen Lösung kann bei in Frage kommenden Stunden am Intradaymarkt aber davon ausgegangen werden, dass Marktteilnehmer ihre handelbaren Mengen bis kurz vor Schluss der Handelsperiode zurückhalten. Die hohen Handelsvolumina in den letzten Sekunden würden zwangsläufig zu starken und unkalkulierbaren Preisausschlägen führen. Dies würde den Markt manipulieren, was nicht im Sinne der Direktvermarkter sein kann und zu unbeabsichtigten neuen, nur sehr schwer zu prognostizierenden Risiken für die Marktteilnehmer führen.

Hinzukommt, dass wissenschaftliche Untersuchungen nahelegen, dass § 24 EEG aus systemischer Sicht ineffizient ist.<sup>6</sup> Zum Beispiel könnte sich durch ein verändertes Einspeiseverhalten von Neuanlagen der erneuerbare Anteil an der Stromerzeugung bei gleichbleibender installierter Leistung verringern, was entweder eine Verfehlung der Ausbauziele oder einen zusätzlichen Zubau und höhere Förderkosten zur Folge hätte. Hinzu kommt das bereits erwähnte erhöhte Investitionsrisiko, das zu Risikoaufschlägen in der Ausschreibung und damit zu höheren Förderkosten führen könnte. Aus diesen Gründen sollten auch die Möglichkeiten einer vollständigen Abschaffung des § 24 EEG geprüft werden.

### **§ 57 (3) EEG - Keine vermiedenen Netzentgelte für dargebotsabhängige Einspeisung**

➤ Die dargebotsabhängige Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen sollte aus dem System der vermiedenen Netzentgelte herausgelöst werden.

<sup>6</sup> Höfling et al., Zukunftswerkstatt EE – Negative Preise, Erste Ergebnisse, Präsentation im Rahmen der AG 3, Plattform Strommarkt, 30.06.2015, veröffentlicht unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/plattform-strommarkt.html>

### **Begründung**

Bei volatiler, ungesicherter Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen bedingt insbesondere die Unsicherheit der Einspeisung – entsprechend dem Dargebot an Wind- und Sonnenenergie – zumindest die Vorhaltung eines Netzes, das die Qualität und Versorgungssicherheit auch bei Nichteintreffen bzw. Ausfall der volatilen Einspeisung gewährleistet. Durch eine Herausnahme der dargebotsabhängigen Stromerzeugung aus dem System der vNE wird eine Fehlentwicklung beseitigt, da Erzeugungsanlagen mit fluktuierender, ungesicherter Einspeisung keine netzentlastende Wirkung entfalten.

Vermiedene Netzentgelte spielen für Betreiber von EEG-Anlagen generell keine Rolle, da diese die vNE aufgrund der finanziellen Förderung über das EEG gar nicht erhalten. Im Ergebnis der Umsetzungsempfehlung würden die vNE durch volatile EE-Einspeisung im Netzgebiet der Einspeiseebene verbleiben und hier eine entlastende Wirkung auf die Netzentgelte entfalten. So würde auch der hot-spot-Problematik (regional hohe Netzentgelte durch EE-bedingten Netzausbau) sachgerecht entgegengewirkt werden.

### **Umsetzungsempfehlung**

§ 57 (3) ersatzlos streichen.

~~(3) Bei Anlagen, die vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind, müssen Netzbetreiber vermiedene Netzentgelte nach § 18 der Stromnetzentgeltverordnung, die nach § 18 Absatz 1 Satz 3 Nummer 1 der Stromnetzentgeltverordnung nicht an Anlagenbetreiber gewährt werden und nach § 18 Absatz 2 und 3 der Stromnetzentgeltverordnung ermittelt worden sind, an die vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber auszahlen. § 11 Absatz 5 Nummer 2 ist entsprechend anzuwenden.~~

## **5. Änderungen des Stromsteuergesetzes (StromStG)**

### **§ 9 (1) StromStG - Wegfall der Steuerbegünstigung bei Inanspruchnahme der EEG-Förderung**

➤ Es ist im Gesetzeswortlaut klarzustellen, dass eine gleichzeitige Inanspruchnahme der Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 und 3 StromStG und eine Förderung nach dem EEG erst mit Inkrafttreten des EEG 2014 ausgeschlossen ist und dass Bestandsanlagen hiervon nicht betroffen sind.

### **Begründung**

Sowohl in § 19 EEG als auch in § 9 StromStG sollen analoge Regelungen eingefügt werden, die eine gleichzeitige Inanspruchnahme der Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 bzw. Nr. 3 StromStG (Befreiung für Erzeugung in Kleinanlagen bei Entnahme im räumlichen Zusammenhang) für Strom aus Anlagen, die nach EEG mittels Marktprämie oder Einspeisevergütung gefördert werden, ausschließen.

Wir weisen darauf hin, dass damit sämtliche Vermarktungsmodelle, die sowohl die Voraussetzungen der EEG-Förderung als auch der Steuerbefreiung erfüllen und so nach geltendem Recht grundsätzlich zur Inanspruchnahme beider Förderungen berechtigt sind, in Frage stehen.

Es erscheint grundsätzlich nachvollziehbar, dass eine „Alternativ“-Lösung, wonach der Anlagenbetreiber sich perspektivisch entweder für eine Förderung nach dem EEG oder für die Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1, 3 StromStG entscheiden muss, aus beihilferechtlichen Gründen erforderlich ist, um eine Überkompensation für Grünstromanlagen zu vermeiden. Nach dem Wortlaut des Gesetzesentwurfs soll diese Alternativ-Lösung dabei nur gelten, wenn eine Förderung nach dem EEG in der Fassung vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geltend gemacht wird.

Daraus folgt einerseits, dass eine gleichzeitige Inanspruchnahme der Steuerbefreiung und einer Förderung nach dem EEG in der Fassung vor dem Inkrafttreten des EEG 2014 beihilferechtlich möglich ist. Der VKU fordert, dass dies im Gesetzestext unmissverständlich zum Ausdruck gebracht wird, da sich viele kommunale Unternehmen aufgrund einer entgegenstehenden Praxis der Hauptzollämter derzeit erheblichen Stromsteuerrückforderungen ausgesetzt sehen.

Zudem weisen wir auf § 100 EEG 2014 hin, wonach für Anlagen, die vor dem 31. Juli 2014 in Betrieb gegangen sind (Bestandsanlagen), die Vergütungsregelungen des jeweils zuvor geltenden EEGs anzuwenden sind. Die Regelung des § 100 EEG 2014 folgt dem verfassungsrechtlich garantierten Bestandsschutz von Altanlagen, der seinem Sinn und Zweck nach auch auf die Geltendmachung der Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1, 3 StromStG neben einer Förderung nach dem EEG anwendbar sein muss.

Daraus folgt, dass Betreibern von Anlagen, die vor dem 31. Juli 2014 in Betrieb gegangen sind und aus diesem Grund auch nach diesem Zeitpunkt nicht nach dem EEG 2014 sondern nach einer früheren Fassung des EEG gefördert werden, nicht aus beihilferechtlichen Gründen die gleichzeitige Inanspruchnahme der Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG versagt werden kann. Betreibern von Bestandsanlagen muss aus diesem Grund auch nach Inkrafttreten des EEG 2014 die Geltendmachung der Stromsteuerbefreiung weiterhin möglich sein.

Lediglich für Anlagen, die nach dem 31.Juli 2014 in Betrieb gegangen sind, gehen auch wir davon aus, dass aus beihilferechtlichen Gründen eine Inanspruchnahme beider Förderungen ausgeschlossen erscheint.

### ***Umsetzungsempfehlung***

#### **§ 9 Abs. 1 StromStG**

(1a) Abs. 1 Nummer 1 und Nummer 3 finden keine Anwendung für Strom, der nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29. Juni 2015 (BGBl. I S. 1010) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung gefördert wird. Für Anlagen, die vor dem 31.Juli 2014 in Betrieb gegangen sind, gilt § 100 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) mit der Maßgabe, dass § 9 Abs. 1 Nr. 1 und 3 StromStG anwendbar bleibt.

## › WEITERE ANMERKUNGEN

### § 11 (2) EnWG - Spitzenkappung nicht kaskadiert anwendbar

Durch die Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung im Rahmen der Netzplanung soll der Netzbetreiber die Möglichkeit erhalten, sein Netz nach Maßgabe von § 11 Abs. 2 EnWG „nicht für die letzte Kilowattstunde“ auszubauen. Er muss somit bei selten auftretenden Erzeugungsspitzen bewusst nicht alle Einspeisebedarfe befriedigen können.

Die Ursachen für Abregelungen von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen liegen verstärkt im vorgelagerten Netz. Laut BNetzA-Monitoringbericht 2014 wurde die durch Einspeisemanagement (EinsMan) entstandene Ausfallarbeit zu 30 Prozent durch Netzengpässe in den Übertragungsnetzen ausgelöst.

Um die Netzengpässe dort zu beseitigen, mussten jedoch fast ausschließlich (98 Prozent der Ausfallarbeit) Anlagen abgeregelt werden, die auf der Ebene der Verteilnetzbetreiber angeschlossen sind. Während EinsMan kaskadiert erfolgen kann<sup>7</sup>, sollte Spitzenkappung nur bei Bedarf eines Netzbetreibers im eigenen Netz angewendet werden dürfen (nicht kaskadiert). Andernfalls ist ein netzgebiets- und anlagenscharfes Kriterium zur Ableitung einer Netzausbaupflichtung nur erschwert verursachungsgerecht anwendbar. Zudem wird der energiewirtschaftlich erforderliche Übertragungsnetzausbau auf Basis des NEP im Bundesbedarfsplan festgelegt.

Weiter weist der VKU mit Blick auf die Verzahnung mit dem Netzausbau gemäß § 12 Abs. 3 EEG darauf hin, dass eine rein anlagenspezifische Auslegung i.H.v. 3 Prozent der Jahresarbeit die Wirkung der Maßnahme reduzieren kann. Aus Sicht des VKU erscheint daher eine Kombination aus anlagenscharfer und netzgebietsscharfer Auslegung der Spitzenkappung diskussionswürdig (Beispiel: 97 % der Jahresarbeit im Netzgebiet können aufgenommen werden. Dabei wird keine Anlage um mehr als 10 % ihrer Jahresarbeit abgeregelt werden.)

### § 13 a (5) EnWG- Vergütung von Anlagen in Kapazitäts- und Netzreserve

Der Abschnitt soll die Vergütung der Anlagen regeln, die sowohl in der Netz- als auch in der Kapazitätsreserve sind. Die Regelung soll eine Doppelvergütung ausschließen. Es stellt sich die Frage, wie die praktische Umsetzung aussehen soll. Werden Kraftwerke in diesem Fall für ihre Tätigkeit in der Netzreserve nicht mehr vergütet oder sollen sie

---

<sup>7</sup> Abregelung auf VNB-Ebene auf Anforderung des ÜNB zur Netzengpassbeseitigung im Übertragungsnetz

lediglich für die Betriebsbereitschaft nicht doppelt vergütet werden. Der VKU fordert hier eine Klarstellung.

### **§§ 13d (4) S. 5, 13d (5) EnWG - Keine Braunkohlekraftwerke in Teillast**

„Die in dem Klimasegment gebundenen Erzeugungsanlagen müssen mind. 90 Prozent der jeweils installierten Nettoleistung als Reserveleistung zur Verfügung stellen“.

„Die Betreiber von Erzeugungsanlagen, die in der Kapazitäts- und Klimareserve gebunden sind, dürfen die gesamte Erzeugungsleistung oder Erzeugungsarbeit dieser Anlagen nicht auf den Strommärkten veräußern.“

Aus der Gesetzesbegründung geht hervor, dass die Dimensionierung das Ziel der Treibhausgasreduktion hat.

Trotzdem stellt sich die Frage, was mit den restlichen 10 Prozent passiert, die der Betreiber nicht zur Verfügung stellt. Die Kraftwerke dürfen nicht in Teillast laufen, um so ihre Betriebsbereitschaft für den Notfall sicherzustellen.

### **§ 17 (1) EnWG - Keine Optionen für den Ladeinfrastrukturausbau ausschließen**

Der VKU begrüßt ausdrücklich die energiewirtschaftsrechtliche Einordnung des Ladepunkts als Letztverbraucher. Der schnelle und effiziente Ausbau einer öffentlichen Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge darf aber nicht dadurch behindert werden, dass Optionen ausgeschlossen werden.

Nach der Gesetzesbegründung soll die Regelung in § 17 (1) i. V. m. § 3 Nr. 25 EnWG klarstellen, dass für Ladepunkte für Elektromobile ein Anspruch auf Netzanschluss besteht. Dem ist aus Sicht der Kommunalwirtschaft zuzustimmen. Weiter wird jedoch sinngemäß ausgeführt, dass damit klargestellt werden soll, dass Ladepunkte für Elektromobile kein Teil des Energieversorgungsnetzes seien und somit eine Finanzierung von Ladepunkten über die Netzentgelte ausscheide. Vor allem wird dies damit begründet, dass eine solche Finanzierung private Investitionen und die Weiterentwicklung von Geschäftsmodellen behindern würde.

Natürlich sind grundsätzlich auch auf einer über Netzentgelte finanzierten öffentlichen Basisladeinfrastruktur wettbewerbliche Geschäftsmodelle möglich. Mit dieser Gesetzesbegründung wird aber eine denkbare Option ausgeschlossen, schnell und effizient eine öffentliche Basisladeinfrastruktur zu errichten. Es gibt sowohl national als auch im europäischen Ausland Beispiele, in denen auf diese Weise eine gut ausgebaute Ladeinfrastruktur errichtet werden konnte. Möglich ist dies, da in der Praxis die Marktrollen des Betreibers der Ladeinfrastruktur und des Elektromobilitätsproviders auseinanderfallen können. Jedoch könnte eine entsprechende Auslegung der

Gesetzesbegründung dazu führen, dass solche Modelle nicht mehr möglich wären und bereits bestehende Modelle infrage gestellt würden. Auf diesen Teil der Gesetzesbegründung sollte daher verzichtet werden. Netzbetreiber sollten die Rolle des Betreibers von Ladeinfrastruktur übernehmen können.

### **KWK-Anlagen in die Netzreserve aufnehmen**

Es sollte geprüft werden, ob und unter welchen Bedingungen KWK-Anlagen an der Netzreserve teilnehmen können.

Insbesondere könnte die Aufnahme von KWK-Anlagen dazu dienen, den Bau zusätzlicher, die Kosten des Gesamtsystems treibender Gasturbinen zu verhindern. Die Bereitstellung von Wärme für Fernwärmenetze kann nicht als Marktteilnahme und damit nicht als Ausschlussgrund für die Teilnahme an der Reserve gewertet werden. Eine Verzerrung im Strommarkt kann ausgeschlossen werden, in dem der Anlagenbetreiber die Erlöse am Strommarkt mit den Erlösen durch die Netzreserve verrechnet. Wenn der Anlagenbetreiber am Strommarkt mehr erlöst als in der Netzreserve, zahlt er die Differenz zurück. So könnten die Kosten für die Netzreserve verringert werden.