

06.11.15

Wi - Fz - U - Vk

Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)

A. Problem und Ziel

Der Strommarkt durchläuft eine Phase des Übergangs. Erneuerbare Energien übernehmen mehr Verantwortung in der Stromversorgung, die Nutzung der Kernenergie in Deutschland endet im Jahr 2022 und die europäischen Märkte für Strom wachsen weiter zusammen. Dabei haben insbesondere die Verwirklichung des europäischen Strombinnenmarktes, der Ausbau der erneuerbaren Energien, der sinkende Stromverbrauch und die Liberalisierung der Strommärkte zu einem zeitweise erheblichen Überangebot an Kapazitäten im Bereich der Stromerzeugung geführt. Diese Überkapazitäten führen in Kombination mit derzeit niedrigen Brennstoff- und Kohlendioxid-Preisen zu niedrigen Strompreisen am Großhandelsmarkt.

Auch in dieser Übergangsphase muss der Strommarkt Versorgungssicherheit gewährleisten sowie Einspeisung und Entnahme von Strom synchronisieren: Er muss dafür sorgen, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie aus diesem entnommen wird. Einerseits muss er dazu sicherstellen, dass ausreichend Kapazitäten zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage vorhanden sind (Vorhaltefunktion). Andererseits muss der Strommarkt durch Preissignale jederzeit gewährleisten, dass vorhandene Kapazitäten zur richtigen Zeit und im erforderlichen Umfang kontrahiert und tatsächlich eingesetzt werden (Einsatzfunktion). Einem solchen möglichst kosteneffizienten, flexiblen und umweltverträglichen Einsatz bestehender Kapazitäten stehen derzeit aber noch Hemmnisse entgegen.

Vor diesem Hintergrund muss der Strommarkt reformiert werden. Diese Reform wird im Wesentlichen durch dieses Gesetz umgesetzt. Die Reform basiert insbesondere auf dem Grün- und dem Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Oktober 2014 und Juli 2015 auf seiner Internetseite veröffentlicht hat¹. Auf dieser Grundlage verfolgt das Gesetz das Ziel, dass die Stromversorgung in einem weiterentwickelten Strommarkt sicher, kosteneffizient und umweltverträglich erfolgt. Zugleich werden mit diesem Gesetz Inhalte der am 8. Juni

Fristablauf: 18.12.15

<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/strommarkt-2-0.html>

2015 von den Energieministern von 12 europäischen Staaten unterzeichneten gemeinsamen Erklärung zu regionaler Kooperation bei der Gewährleistung von Stromversorgungssicherheit im Rahmen des Energiebinnenmarktes umgesetzt. Diese Erklärung ist auf der Internetseite des BMWi veröffentlicht².

Zur umweltverträglichen Stromversorgung gehört ferner, dass der Stromsektor zur Erreichung der nationalen Klimaziele beiträgt: Deutschland soll die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 Prozent im Vergleich zum Jahr 1990 verringern. Die bisherigen Maßnahmen genügen allerdings nicht, dieses Ziel zu erreichen. Deshalb hat die Bundesregierung am 3. Dezember 2014 das „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ beschlossen. Es sieht vor, dass in allen Sektoren ein Beitrag zur Emissionsminderung erbracht werden muss. Unter anderem sollen 22 Millionen Tonnen Kohlendioxid unter besonderer Berücksichtigung des Stromsektors und des europäischen Zertifikatehandels eingespart werden. Dieses Gesetz schafft die Grundlage dafür, dass Braunkohlekraftwerke schrittweise mit einer Gesamtleistung von 2,7 Gigawatt ab dem Jahr 2016 aus dem Markt genommen und vorläufig stillgelegt werden. Für jeweils vier Jahre werden sie als letzte Absicherung der Stromversorgung verwendet. Danach werden die Blöcke endgültig stillgelegt. Das ist ein substantieller Beitrag des Stromsektors zur Erreichung des nationalen Klimaschutzziels 2020.

B. Lösung

Durch das Strommarktgesetz werden die Rahmenbedingungen geschaffen, um die Stromversorgung volkswirtschaftlich kosteneffizient und umweltverträglich weiterzuentwickeln sowie die Versorgungssicherheit bei der Transformation des Energieversorgungssystems zu gewährleisten. Zu diesem Zweck werden die Maßnahmen des Weißbuches umgesetzt, und es werden – aufbauend auf den bewährten Strukturen des liberalisierten Strommarktes – die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Stromversorgung weiterentwickelt und optimiert:

Die bestehenden Mechanismen des Strommarktes werden gestärkt. Sie sorgen insbesondere dafür, dass der weiterentwickelte Strommarkt („Strommarkt 2.0“) die Ziele der Energiewende und Versorgungssicherheit zu minimalen volkswirtschaftlichen Kosten gewährleistet. Der Kern eines weiterentwickelten Strommarktes ist das Preissignal. Denn über die Strompreise können sich am Strommarkt die benötigten Kapazitäten refinanzieren. Dabei sollen Marktpreissignale möglichst unverzerrt wirken. Dazu werden in das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Ziele und Grundprinzipien des weiterentwickelten Strommarktes aufgenommen. Die Regelungen sichern die freie wettbewerbliche Preisbildung ab und lassen Preisspitzen an den Strommärkten zu.

Die Regelungen zur Bilanzkreisbewirtschaftung und zum Ausgleichensystem werden als zentrales Instrument für eine sichere Stromversorgung weiterentwickelt. Dazu werden das EnWG und die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) geändert. Die Bilanzkreisverantwortlichen werden stärker dazu angehalten, ihre Bilanzkreise für jede Viertelstunde ausgeglichen zu halten.

Um bestehende Kapazitäten kosteneffizienter und umweltverträglicher einzusetzen, werden Eintrittsbarrieren für Anbieter von Lastmanagementmaßnahmen und Erneuerbare-Energien-Anlagen im Regelleistungsmarkt abgebaut; dadurch wird der Einsatz von Flexibilitätsoptionen erleichtert. Ladesäulen für Elektromobile werden

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/joint-declaration-for-regional-cooperation-on-security-of-electricity-supply-in-the-framework-of-the-internal-energy-market,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Erklärung vom 8. Juni 2015).

erstmalig energierechtlich klar eingeordnet, um Rechts- und Investitionssicherheit für den Aufbau der notwendigen Ladeinfrastruktur zu schaffen. Ziel ist es, die Flexibilitätspotenziale der Elektromobilität bestmöglich zu nutzen und die Möglichkeit zu schaffen, Marktpreissignale weiterzugeben.

Die Kosten des Netzausbaus werden durch eine effizientere Netzplanung reduziert. Durch Anpassung des EnWG und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014) kann die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Zeiten hoher Stromeinspeisung bei der Netzausbauplanung berücksichtigt werden. Dadurch werden die Netzausbaukosten verringert. Um die Netzausbaukosten auch transparent und gerecht zu verteilen, werden die vermiedenen Netzentgelte für Betreiber von dezentralen Anlagen, die ab 2021 in Betrieb gehen, abgeschafft.

Ferner wird die Transparenz im Strommarkt erhöht. Transparente und aktuelle Strommarktdaten können effiziente Erzeugungs-, Verbrauchs- und Handelsentscheidungen fördern. Wesentlich sind insbesondere die Einrichtung einer nationalen Informationsplattform sowie die Einrichtung eines zentralen Marktstammdatenregisters.

Um die Versorgungssicherheit auch unter veränderten Bedingungen am Strommarkt zu gewährleisten, wird eine Kapazitätsreserve eingeführt. Die Reserve dient der Absicherung des Strommarktes. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit kommt die Reserve zum Einsatz, wenn trotz freier Preisbildung an der Strombörse kein ausreichendes Angebot existiert, um einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu ermöglichen. Dazu werden Erzeugungskapazitäten außerhalb des Strommarktes vorgehalten und bei Bedarf eingesetzt. Weiterhin werden die Regelungen der Netzreserve über den 31. Dezember 2017 hinaus verlängert und die Regelungen zur Kostenerstattung angepasst. In der Netzreserve werden seitens der Betreiber zur Stilllegung vorgesehene, aber systemrelevante Kraftwerke zur Überbrückung von Netzengpässen außerhalb des Strommarktes vorgehalten.

Um gleichzeitig das nationale Klimaschutzziel für 2020 zu erreichen, werden ab 2016 Braunkohlekraftwerke schrittweise aus dem Markt genommen und vorläufig stillgelegt. Dies betrifft Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von 2,7 Gigawatt; dies entspricht 13 Prozent der gesamten in Deutschland installierten Braunkohlekraftwerkskapazität. Für jeweils vier Jahre kann auf die Kraftwerke als letzte und befristete Absicherung der Stromversorgung zurückgegriffen werden, wenn es wider Erwarten trotz freier Preisbildung am Strommarkt nicht zu einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage kommt, z. B. bei nicht vorhersehbaren extremen Wettersituationen. Nach Ablauf dieser vier Jahre in der Sicherheitsbereitschaft werden die Braunkohlekraftwerke endgültig stillgelegt. Durch den Betrieb in der Sicherheitsbereitschaft und die anschließende Stilllegung werden die Kohlendioxidemissionen im deutschen Stromsektor substantiell verringert.

Schließlich wird das Monitoring der Versorgungssicherheit aufgrund ihrer zentralen Bedeutung verbessert. Der Bericht zur Versorgungssicherheit an den Strommärkten erscheint mindestens alle zwei Jahre und betrachtet Deutschland auch im Kontext der europäischen Strommärkte. Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass sich aus der zunehmenden Einbindung des Strommarktes in die europäischen Strommärkte reale Synergien ergeben, wie die beiden ersten regionalen Versorgungssicherheitsberichte des Pentalateralen Energie-Forums und von consentec/r2b³ gezeigt haben: Im regionalen

Beide Gutachten sind abrufbar auf der Internetseite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie:

Verbund lassen sich Lastspitzen und Erzeugungskapazitäten viel besser ausgleichen, so dass insgesamt weniger Erzeugungskapazitäten benötigt werden.

C. Alternativen

Zu dem vorliegenden Regelungsentwurf bestehen keine gleichermaßen kosteneffizienten Alternativen. Im Zuge einer Gesetzesfolgenabschätzung wurden folgende Regelungsalternativen geprüft:

1. die Einführung eines zentralen (umfassenden oder selektiven) Kapazitätsmarktes,
2. die Einführung eines dezentralen, umfassenden Kapazitätsmarktes oder
3. die Weiterentwicklung des Strommarktes und Einführung einer Kapazitätsreserve.

Nach Abwägung der zu erwartenden Folgen und Risiken der Regelungsalternativen wird Option 3 mit diesem Gesetz umgesetzt. Option 3 ist gegenüber einem Kapazitätsmarkt mit geringeren Kosten und Kostenrisiken verbunden. Kapazitätsmärkte führen sehr häufig zu Überkapazitäten, weisen eine hohe Komplexität auf und bergen eine erhebliche Gefahr von Regulierungsversagen. Ein weiterentwickelter Strommarkt kann die Transformation des Energieversorgungssystems möglichst kosteneffizient erreichen, birgt ein geringeres Risiko von staatlichen Fehlsteuerungen und setzt Anreize für innovative und nachhaltige Lösungen.

D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Unmittelbare Kosten können sich für die öffentlichen Haushalte (Bund, Länder, Kommunen) dadurch ergeben, dass sich das Strommarktgesetz durch verschiedene Maßnahmen auf die Höhe der Netzentgelte auswirkt, die in der Regel an die öffentlichen Haushalte als Netznutzer weitergegeben werden. Die Maßnahmen wirken einerseits kostenerhöhend auf die Netzentgelte (u. a. durch die Verlängerung der Netzreserve und die Änderung der Kostenerstattung für bestehende Anlagen in der Netzreserve, die Einführung einer Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke sowie neue Transparenzvorgaben im Strommarkt), andererseits kostenmindernd (z. B. durch die Reduzierung des Netzausbaus durch die Spitzenkappung fluktuierender erneuerbarer Energien und die Änderung des Regel- und Ausgleichensystems sowie durch den verringerten Redispatch-Bedarf infolge der Stilllegung von Braunkohlekraftwerken). Zu den kostenerhöhenden Maßnahmen gehören insbesondere die Reservekosten. Dabei werden die Kosten der Kapazitätsreserve sowie der neu zu errichtenden Anlagen in der Netzreserve wettbewerbsfähig über Ausschreibungen ermittelt. Der Kostenkorridor ist daher nur grob abschätzbar. Die Kosten der Vorhaltung der Kapazitätsreserve werden über die Netzentgelte gewälzt. Die genaue Höhe dieser Kosten ergibt sich als Ergebnis des Ausschreibungsverfahrens. Sie wird für Kapazitätsreserveleistung im Umfang von fünf Prozent der Jahreshöchstlast auf 130 bis 260 Millionen Euro pro Jahr geschätzt. Hieraus ergibt sich eine geringfügige Erhöhung der Strompreise für Endkunden im Bereich von etwa 0,028 bis 0,055 Cent pro Kilowattstunde. Klarstellend wird darauf hingewiesen, dass hiervon die Umsatzsteuer unberührt bleibt. Die Kosten der Netzreserve werden für das nächste Winterhalbjahr 2015/2016 voraussichtlich auf 122 Millionen Euro geschätzt. Für die Neuanlagen mit einer Kapazität bis zu zwei Gigawatt als Teil der Netzreserve werden

-
- <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/versorgungssicherheit-in-deutschland-und-seinen-nachbarlaendern,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>,
 - <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gemeinsamer-versorgungssicherheitsbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

die Kosten – abhängig von den Ergebnissen der Ausschreibung – je Gigawatt auf zwischen 50 und höchstens 100 Millionen Euro pro Jahr geschätzt. Die Betreiber der stillzulegenden Braunkohlekraftwerke erhalten für die Sicherheitsbereitschaft und für die Stilllegung eine Vergütung. Die Gesamtkosten belaufen sich auf eine Größenordnung von rund 230 Millionen Euro pro Jahr über sieben Jahre bzw. einen Anstieg der Netzentgelte um rund 0,05 Cent pro Kilowattstunde. Gleichzeitig führt die schrittweise Überführung der stillzulegenden Braunkohlekraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft in der Tendenz zu sinkenden Redispatch-Maßnahmen und -kosten. Der Grund hierfür ist die Lage der Kraftwerke nördlich der Engpässe in den Übertragungsnetzen. In Zeiten hoher Stromnachfrage und gleichzeitig hoher erneuerbarer Erzeugung muss gegenwärtig das in Nord-Süd-Richtung überlastete Übertragungsnetz durch Abschaltung konventioneller Kraftwerke nördlich der Engpässe und das gleichzeitige Hochfahren teurer, aber netztechnisch günstiger gelegener Anlagen südlich der Engpässe stabilisiert werden. Die Sicherheitsbereitschaft wird Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von bis zu 2,7 Gigawatt umfassen. In diesem Umfang reduziert sich also in vielen Situationen die marktgetriebene Einspeisung von Braunkohlekraftwerken nördlich der Engpässe. Dadurch resultieren geringere Lastflüsse von Nord- nach Süddeutschland. Daher gibt es in kritischen Situationen auch geringere Engpässe im deutschen Übertragungsnetz. Es müssen dann auch weniger Kraftwerke nördlich der geografischen Engpässe durch Redispatch-Maßnahmen abgeschaltet werden. Hierdurch sinkt die Zahl der Redispatch-Maßnahmen. Zudem sinken die Kosten für Redispatch-Maßnahmen und die Vorhaltung der Anlagen in der Netzreserve.

Schließlich ist davon auszugehen, dass der Strompreis am Großhandelsmarkt künftig stärker schwankt, da es vermehrt zu Stunden mit höheren oder niedrigeren Preisen kommt. Aufgrund der schrittweisen Überführung der Anlagen in die Sicherheitsbereitschaft mit anschließender Stilllegung können moderate Auswirkungen auf die Großhandelsstrompreise nicht ausgeschlossen werden. Die tatsächlichen quantitativen Auswirkungen hängen von verschiedenen Einflussfaktoren ab, z. B. der Entwicklung weiterer Marktdaten wie dem Preis der Emissionsberechtigungen, den Gas- und Steinkohlepreisen oder der Stromnachfrage. Das aktuelle Großhandelsstrompreinsniveau ist auf einem historischen Tiefstand, der sich an den Terminmärkten fortsetzt. Der Börsenpreis für Strom wird ebenfalls von den Energieversorgungsunternehmen an die öffentlichen Haushalte weitergegeben.

Etwaiger Mehrbedarf an Sach- und Personalmitteln soll finanziell und stellenmäßig im Einzelplan des jeweils zuständigen Bundesministeriums ausgeglichen werden.

E. Erfüllungsaufwand

Die Kosten für Bürgerinnen und Bürger, für die Wirtschaft und die Verwaltung werden aufgelistet. Geringe Kostenerhöhungen sind unvermeidlich. Allerdings minimiert die hier vorgeschlagene Weiterentwicklung des bestehenden Strommarktes mittel- bis langfristig die Gesamtkosten des Stromversorgungssystems. Alle anderen geprüften Alternativen hätten zu höheren Mehrkosten für die Verbraucher geführt.

E.1 Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Kosten können sich durch die Weitergabe von Netzentgelten und den Stromgroßhandelspreisen für die privaten Haushalte als Stromverbraucher ergeben (siehe oben D.). Das Gesetz schafft keine neuen Pflichten für private Haushalte.

E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Der einmalige Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft beläuft sich auf etwa 406 280 Euro. Der jährlich durch die Bestimmungen dieses Gesetzes entstehende Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft liegt bei etwa 678 860 Euro. Im Einzelnen wird der Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft in der Gesetzesbegründung dargestellt, soweit er abgeschätzt werden kann.

Hinzuweisen ist darauf, dass die Regelungen zur Erhöhung der Transparenz mittelfristig den Aufwand und damit die Transaktions- und Informationsbeschaffungskosten der Marktakteure senken können.

Die Bürokratiebremse der Bundesregierung wird konsequent verfolgt. Entsprechend der „One in, one out“-Regel werden die neuen Belastungen der Wirtschaft durch Entlastungen kompensiert, die mit der Einführung eines zentralen Marktstammdatenregisters erreicht werden. Das Marktstammdatenregister soll Anfang 2017 seinen Betrieb aufnehmen. Rechtliche Grundlage wird eine Rechtsverordnung des BMWi sein. Die erforderliche Ermächtigungsgrundlage wird mit diesem Gesetz im EnWG geschaffen (§ 111f EnWG). Im Fokus steht dabei besonders der Abbau „klassischer“ Bürokratiekosten, also Informations- oder Meldepflichten. Solche Kosten, die in verschiedenen Bereichen der Energiewirtschaft entstehen, können durch die zentrale Speicherung der relevanten Daten deutlich reduziert werden. Genannt seien hier z. B. das Energieinformationsnetz nach § 12 Absatz 4 EnWG, die Stammdatenmeldungen im Rahmen des Energiestatistikgesetzes (EnStatG), das Kraftwerksanschlussregister nach § 9 der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) oder das Herkunftsnachweisregister nach § 79 Absatz 3 EEG 2014. Das Marktstammdatenregister soll von Beginn an das Anlagenregister nach § 6 EEG 2014 ersetzen. Das Marktstammdatenregister schafft außerdem eine Vereinfachung für zahlreiche nicht gesetzliche Meldungen zwischen den Akteuren des Energiemarktes. Mit dem neuen zentralen Marktstammdatenregister wird die notwendige Grundlage geschaffen, um den gewünschten Bürokratieabbau zu erreichen und die verschiedenen Registrierungspflichten vor allem für die Anlagenbetreiber zu bündeln und zusammenzuführen. Insofern dient das Gesetz auch der Umsetzung der im Bundeskabinett am 11. Dezember 2014 beschlossenen „Eckpunkte zur weiteren Entlastung der mittelständischen Wirtschaft von Bürokratie“, insbesondere Eckpunkt Nummer 10, der das zentrale Register für die Energiewirtschaft betrifft. Diese sind auf der Internetseite des BMWi veröffentlicht⁴.

Weiterer Erfüllungsaufwand entsteht der Wirtschaft durch die Öffnung der Bilanzkreisverträge nach § 26 Absatz 3 StromNZV sowie im Zusammenhang mit den Änderungen der Netzreserve.

Davon Bürokratiekosten aus Informationspflichten

Im Rahmen des Energieinformationsnetzes und des Monitorings der Versorgungssicherheit nach den §§ 12, 51 EnWG werden neue Informationspflichten für Speicheranlagenbetreiber, Anbieter von Lastmanagement, Großhändler und für große Verbraucher eingeführt. Diese Pflichten dienen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes und der Überwachung der Versorgungssicherheit. Sie sind

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-zur-weiteren-entlastung-der-mittelstaendischen-wirtschaft-von-buerokratie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

lediglich auf Verlangen der Netzbetreiber oder der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) zu erfüllen. Die Netzbetreiber sollen im Rahmen des § 12 EnWG vorrangig auf das Marktstammdatenregister zurückgreifen. Die damit verbundenen Kosten erhöhen die bestehenden Bürokratiekosten durch Informationspflichten nur geringfügig.

E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Einige Maßnahmen des Gesetzes erhöhen den Erfüllungsaufwand der Verwaltung.

Für die Bearbeitung der zusätzlichen Aufgaben beim BMWi, insbesondere die Mehrkosten für zusätzliche Vollzugsaufgaben durch das Monitoring der Versorgungssicherheit und die erweiterte Berichterstattung nach § 63 EnWG, sowie für die erweiterten Fachaufsichtsaufgaben gegenüber den nachgeordneten Behörden, ist zusätzliches Personal in Höhe von drei Stellen im höheren Dienst (A 15) erforderlich. Daneben wird beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit für das Monitoring der Stilllegung von Braunkohlekraftwerken im Jahr 2018 zusätzliches Personal in Höhe von 0,2 Personen im höheren Dienst (A 15) benötigt.

Zudem führen die durch das Gesetz vorgesehenen Änderungen zu einem höheren Personalbedarf bei der BNetzA. Der Arbeitsaufwand bei der BNetzA erhöht sich insbesondere durch die Einführung einer Kapazitätsreserve, durch die Verlängerung der Netzreserve, durch Änderungen des Regel- und Ausgleichenergiesystems, durch neue Berichtspflichten im Bereich der Mindestenergieerzeugung und die neuen Bestimmungen zur Transparenz. Die Kosten für die Änderung des Regel- und Ausgleichenergiesystems erhöhen sich nur geringfügig gegenüber den bereits heute anfallenden Kosten des Systems. Für die Bearbeitung der zusätzlichen Aufgaben bei der BNetzA ist zusätzliches Personal in Höhe von rund 50,5 Stellen erforderlich. Davon entfallen insgesamt 25,3 Stellen auf den höheren Dienst, 19,53 Stellen auf den gehobenen Dienst und 5,74 Stellen auf den mittleren Dienst. Die damit verbundenen Gesamtkosten pro Jahr belaufen sich bei der BNetzA auf rund 6 502 200 Euro.

Darüber hinaus wirkt sich das Gesetz durch eine ergänzende Berichtspflicht auf den Arbeits- und Personalaufwand beim Bundeskartellamt (BKartA) aus. Dieses erstellt als Teil des allgemeinen Monitorings auf den Strom- und Gasmärkten einen separaten Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie. Der mit der Erstellung dieses Berichts verbundene Mehraufwand erhöht die bereits heute anfallenden Kosten des Monitorings geringfügig. Für die Bearbeitung der zusätzlichen Aufgaben bei dem BKartA ist zusätzliches Personal in Höhe von einer Stelle im höheren Dienst (A 15) und einer Stelle im gehobenen Dienst (A 13g) erforderlich. Die damit verbundenen Gesamtkosten pro Jahr belaufen sich beim BKartA auf rund 182 173 Euro.

Etwaiger Mehrbedarf an Sach- und Personalmitteln soll finanziell und stellenmäßig im Einzelplan des jeweils zuständigen Bundesministeriums ausgeglichen werden.

F. Weitere Kosten

Unmittelbare Auswirkungen auf die Einzelpreise, das allgemeine Preisniveau oder das Verbraucherpreisniveau sind nicht zu erwarten.

Begründung

A. Allgemeiner Teil

I. Zielsetzung und Notwendigkeit der Regelungen

In den kommenden Jahren durchläuft der Strommarkt eine Phase des Übergangs. Bis 2022 werden durch den Ausstieg aus der Kernenergie weitere Erzeugungskapazitäten in Höhe von über 10 Gigawatt stillgelegt. Gleichzeitig übernehmen erneuerbare Energien mehr Verantwortung in der Stromversorgung und die Märkte für Strom in Europa wachsen weiter zusammen. Diese Entwicklungen prägen das Stromversorgungssystem: Durch den zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Energien sinkt der Bedarf an konventionellen Grund- und Mittellastkraftwerken, während der Bedarf an Spitzenlastkraftwerken und anderen regelbaren Kraftwerken sowie flexiblen Nachfragern und anderen Flexibilitätsoptionen steigt. Diese können bei einem wachsenden Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Stromnachfrage decken. Gleichzeitig entwickelt sich der Strommarkt zu einem insgesamt effizienten Stromsystem weiter, in dem flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher zunehmend auf das fluktuierende Dargebot aus Wind und Sonne reagieren.

Vor diesem Hintergrund ist die zentrale Aufgabe eines weiterentwickelten Strommarktes, Versorgungssicherheit umweltverträglich und kosteneffizient zu gewährleisten, das heißt die Synchronisierung von Stromerzeugung und Stromverbrauch auch bei steigenden Anteilen von Wind- und Sonnenenergie kosteneffizient und sicher zu ermöglichen. Die notwendigen Investitionen in neue Kapazitäten auf der Erzeugungs- oder Verbrauchsseite müssen auch unter den sich ändernden Rahmenbedingungen getätigt werden. Zugleich müssen die vorhandenen Kapazitäten in Höhe des zu erwartenden Verbrauchs kontrahiert und eingesetzt werden.

Ziel des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes ist es daher, die energiewirtschaftsrechtlichen Regelungen für den Stromsektor so auszugestalten, dass einerseits ausreichend Kapazitäten vorhanden sind, um jederzeit Angebot und Nachfrage auszugleichen (Vorhaltefunktion), andererseits zu gewährleisten, dass diese Kapazitäten auch zur richtigen Zeit und im erforderlichen Umfang eingesetzt werden (Einsatzfunktion).

Zudem droht die Bundesrepublik Deutschland ohne weitere Maßnahmen das nationale Ziel zur Reduktion von Treibhausgasemissionen für das Jahr 2020 zu verfehlen. Das nationale Ziel sieht vor, dass Deutschland die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 40 Prozent im Vergleich zum Jahr 1990 verringert. Die bisher ergriffenen Maßnahmen genügen allerdings nicht, um dieses Ziel zu erreichen. Deshalb hat die Bundesregierung am 3. Dezember 2014 das Aktionsprogramm Klimaschutz (BT-Drs. 18/3484 vom 5.12.2014) beschlossen. Dieses Aktionsprogramm sieht vor, dass alle Sektoren einen Beitrag zur Emissionsminderung erbringen müssen. Unter anderem sollen 22 Millionen Tonnen Kohlendioxid unter besonderer Berücksichtigung des Stromsektors und des europäischen Zertifikatehandels eingespart werden. Dieses Gesetz soll die Grundlage dafür schaffen, dass einige Braunkohlekraftwerke aus dem Strommarkt schrittweise zunächst vorläufig und nach Ablauf von vier Jahren in einer Sicherheitsbereitschaft endgültig stillgelegt werden. Auf die Kraftwerke kann in der befristeten Sicherheitsbereitschaft nur als letzte Absicherung der Stromversorgung zurückgegriffen werden, wenn es wider Erwarten trotz freier Preisbildung am Strommarkt nicht zu einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage kommt, z. B. bei nicht vorhersehbaren extremen Wettersituationen. Da die Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft und aufgrund der frühzeitigen Stilllegung deutlich weniger Kohlendioxid ausstoßen, ist das ein substantieller Beitrag des Stromsektors zur Erreichung des nationalen Klimaschutzziels. Dazu hat die Bundesregierung mit

der Braunkohlewirtschaft am 2. November 2015 eine politische Verständigung erzielt. Im zweiten Quartal 2016 soll nach Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens eine verbindliche Vereinbarung geschlossen werden.

Soweit die Regelungen dieses Gesetzes den Bereich der Elektromobilität betreffen, werden zum Teil die Vorgaben der europäischen Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe umgesetzt.

II. Wesentlicher Inhalt des Entwurfs

Die Inhalte dieses Gesetzes gehen weitgehend auf das am 3. Juli 2015 veröffentlichte Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ zurück, das auf der Internetseite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) veröffentlicht wurde (<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/strommarkt-2-0.html>). Darin ist die Grundsatzentscheidung für einen weiterentwickelten Strommarkt und gegen einen Kapazitätsmarkt begründet worden. Mit dem Strommarktgesetz sollen die im Weißbuch genannten Maßnahmen umgesetzt werden.

Ein wesentlicher Inhalt des weiterentwickelten Strommarktes ist die Stärkung der Marktmechanismen, um zu gewährleisten, dass Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen sind. § 1a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) regelt die Grundsätze des Strommarktes und der leitungsgebundenen Elektrizitätsversorgung. Er verankert die freie Strompreisbildung als Normprogramm im Gesetz. Gesetzlich wird auch das Ziel verankert, die Marktpreissignale zu stärken, indem der Stromgroßhandelspreis möglichst unverzerrt als Steuerungsinstrument wirken kann und regulatorisch nicht in die freie Preisbildung eingegriffen wird. Dadurch soll die Planungs- und Investitionssicherheit gewährleistet werden. Zugleich werden die Anreize zur Bilanzkreistreue gestärkt. Dazu regelt § 13 Absatz 5 EnWG, dass die Betreiber von Übertragungsnetzen auch in Situationen hoher Knappheit, in denen Netzbetreiber Zwangsmaßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG vornehmen müssen, Bilanzkreise abrechnen. Dies soll gewährleisten, dass in Knappheitsfällen die hohen Ausgleichsenergiepreise tatsächlich bei den Bilanzkreisverantwortlichen ankommen, deren Bilanzkreise unausgeglichen sind. Zudem werden die Regelungen in § 8 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) zur Bilanzkreisbewirtschaftung und des Ausgleichsenergiesystems als zentrales Instrument für eine sichere Stromversorgung angepasst. Dazu erhält die Regulierungsbehörde die Möglichkeit, künftig auch einen Teil der Kosten für die Vorhaltung der Regellenergie über die Ausgleichsenergie abzurechnen und damit auf die von ihren Fahrplänen abweichenden Bilanzkreisverantwortlichen umzulegen, sowie Regelarbeits- und Regelleistungspreise in einem Einheitspreisverfahren statt in einem Gebotspreisverfahren zu bestimmen. Zugleich werden die Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) in der StromNZV konkretisiert und erweitert.

Damit der weiterentwickelte Strommarkt eine effiziente und flexible Stromversorgung gewährleistet, müssen Kapazitäten effizienter und umweltverträglicher eingesetzt und erneuerbare Energien besser in das Energieversorgungssystem integriert werden. Bei der Netzplanung wird dies dadurch gewährleistet, dass die Netzbetreiber die Möglichkeit erhalten, ihr Netz so auszulegen, dass sie bei den Berechnungen für ihre Netzplanung eine Reduzierung der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen um maximal drei Prozent simulieren können (Spitzenkappung) bzw. die Betreiber von Übertragungsnetzen die Regelungen der Spitzenkappung anwenden müssen. Damit können die Kosten für den Netzausbau auf ein volkswirtschaftlich effizientes Maß minimiert und die Netzplanung kann an die Herausforderungen der Energiewende angepasst werden. Zugleich sollen die Kosten für die Finanzierung der Netzinfrastruktur auch transparenter und gerechter verteilt werden. Daher erhalten Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen für Anlagen, die ab 2021 in Betrieb gehen, keine vermiedenen

Netzentgelte mehr. Der Bestandsschutz bestehender Anlagen und von Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2020 in Betrieb gehen, bleibt hiervon unberührt.

Des Weiteren sollen im Strommarkt verstärkt flexible Erzeuger und Verbraucher zum Einsatz kommen und Markteintrittsbarrieren für Anbieter von Flexibilitätsoptionen abgebaut werden. Durch Änderung der StromNZV werden die Regelleistungsmärkte für spezialisierte Anbieter von Lastmanagement geöffnet. Auch werden Netzersatzanlagen und ihre technischen Eigenschaften in dem neu einzurichtenden Marktstammdatenregister systematisch mit dem Ziel erfasst, dass diese mittelfristig eine größere Rolle am Strommarkt spielen. Auch die Rahmenbedingungen für den Aufbau der Ladepunkte für Elektromobile werden verbessert. Mittelfristig können Elektrofahrzeuge Strom verstärkt in den Zeiten nutzen, in denen er besonders günstig ist.

Dieses Gesetz erhöht zugleich die Transparenz im Bereich der Stromerzeugung deutlich: Es wird eine gesetzliche Berichtspflicht des Bundeskartellamtes (BKartA) im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie eingeführt, die zu mehr Transparenz und Rechtssicherheit bei Kraftwerksbetreibern über ihre marktbeherrschende Stellung führt. Damit können Unternehmen die kartellrechtliche Zulässigkeit bestimmter Verhaltensweisen am Strommarkt besser einordnen. Das EnWG wird um Regelungen ergänzt, welche die Verfügbarkeit und Qualität energiewirtschaftlicher Daten für Marktakteure, Politik und Verwaltung sowie die interessierte Öffentlichkeit verbessern. In einem entsprechenden Abschnitt werden die rechtlichen Grundlagen für das Marktstammdatenregister bei der BNetzA sowie für ein neues Informationsportal gelegt. Das Marktstammdatenregister soll neben einer verbesserten Verfügbarkeit von sogenannten Stammdaten des Energiemarkts insbesondere auch einen deutlichen Beitrag zur Reduzierung und Vereinfachung diesbezüglicher Meldepflichten leisten. Das nationale Informationsportal wird auf Basis der Meldepflichtungen der europäischen Transparenzverordnung eine Internet-Plattform sein, auf der alle relevanten Strommarktdaten für Deutschland systematisch aufbereitet und anwenderfreundlich der interessierten Öffentlichkeit präsentiert werden.

Die Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Strommarktes können nicht vorhersehbare Extremsituationen, in denen zusätzliche Kapazitäten benötigt werden, nicht mit vollständiger Sicherheit ausschließen. Um die Versorgungssicherheit auch in solchen Situationen zu gewährleisten, wird eine Kapazitätsreserve eingeführt. Die Kapazitätsreserve dient der Absicherung des Strommarktes. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit kommt sie zum Einsatz, wenn trotz freier Preisbildung an der Strombörse kein ausreichendes Angebot existiert, um einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu ermöglichen. Dazu werden Erzeugungskapazitäten zusätzlich zu den bestehenden Erzeugungsanlagen außerhalb des Strommarktes vorgehalten und bei Bedarf eingesetzt. Gleichzeitig zu der Einführung der Kapazitätsreserve wird die bestehende Netzreserve, die insbesondere für das Redispatchpotential Kraftwerke außerhalb des Strommarktes zur Überbrückung von Netzengpässen und zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs vorhält, über den 31. Dezember 2017 hinaus verlängert und eng auf die Kapazitätsreserve abgestimmt. Zudem werden die Regelungen zur Kostenerstattung angepasst. Die Netzreserve gewährleistet zu angemessenen Kosten den sicheren Netzbetrieb und ist erforderlich, bis wichtige Netzausbauvorhaben fertiggestellt werden. Zudem werden gesetzlich die Eckpunkte einer angemessenen Vergütung für Kraftwerke geregelt, die von den Netzbetreibern angewiesen werden, aufgrund von Netzengpässen im Strommarkt ihre Einspeisung anzupassen. Dies trägt zur Rechtssicherheit und Rechtsklarheit bei.

Zugleich dient die Einführung einer Sicherheitsbereitschaft, in die nur Braunkohlekraftwerke sukzessive überführt werden, der Erreichung des nationalen Klimaschutzzieles für 2020. Die Braunkohlekraftwerke bleiben für vier Jahre in der Sicherheitsbereitschaft und werden anschließend stillgelegt. Auf die Kraftwerke kann in der befristeten Sicherheitsbereitschaft nur als letzte Absicherung der Stromversorgung zurückgegriffen werden, wenn es wider Erwarten trotz freier Preisbildung am Strommarkt nicht zu einem Ausgleich von

Angebot und Nachfrage kommt, z. B. bei nicht vorhersehbaren extremen Wettersituationen. Durch den Betrieb in der Sicherheitsbereitschaft und die anschließende Stilllegung werden die Kohlendioxid-Emissionen im deutschen Stromsektor substantiell verringert.

Verschiedene Maßnahmen sichern die vorstehend aufgeführten Maßnahmen ab. Versorgungssicherheit ist von zentraler Bedeutung. Sie soll mit angemessenen Methoden fortlaufend überwacht werden. Daher veröffentlicht das BMWi regelmäßig einen Bericht zur Versorgungssicherheit am Strommarkt. Dieser erscheint mindestens alle zwei Jahre und betrachtet Deutschland im Kontext der europäischen Strommärkte. Dabei wird dem Umstand Rechnung getragen, dass Versorgungssicherheit unter den sich ändernden Rahmenbedingungen und durch die fortschreitende Vollendung des europäischen Energiebinnenmarktes zunehmend auch im europäischen Kontext gedacht werden muss. Schließlich werden in einem Bericht die relevanten Faktoren für die Mindesterzeugung aus konventionellen Kraftwerken und die Wirkungen der Mindesterzeugung auf die Integration erneuerbarer Energien untersucht und offengelegt. Dabei sollen die Mindesterzeugung und ihre Einflussfaktoren kontinuierlich evaluiert werden.

Durch das Gesetz soll der zunehmenden Integration des Strommarktes in den Elektrizitätsbinnenmarkt und der wachsenden Kopplung der europäischen Strommärkte Rechnung getragen werden. Zugleich wird mit diesem Gesetz die Erklärung vom 8. Juni 2015 umgesetzt. Dazu soll die regionale Zusammenarbeit insbesondere mit den an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Mitgliedstaaten der Europäischen Union sowie mit der Schweizerischen Eidgenossenschaft, mit dem Königreich Schweden und dem Königreich Norwegen verstärkt und dadurch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit kosteneffizient beigetragen werden.

III. Alternativen

Alternativen wurden im Vorfeld zu dem Gesetzgebungsverfahren intensiv geprüft und verworfen.

Die vorliegende Lösung einer Weiterentwicklung des Strommarktes bei gleichzeitiger Einführung einer Kapazitätsreserve stellt sicher, dass die Ziele einer sicheren leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und der jederzeit zuverlässigen Synchronisierung des Einsatzes der Erzeugungsanlagen, Speichern und flexiblen Verbraucher möglichst kosteneffizient und umweltverträglich erreicht werden. Dies ist auch das Ergebnis von mehreren Gutachten, die die Bundesregierung in Auftrag gegeben hat. Die Gutachten gehen der Frage nach, ob der Strommarkt ausreichend Kapazitäten anreizt, um die Verbraucher zuverlässig mit Strom zu versorgen, oder ob ein Kapazitätsmarkt erforderlich ist. Sie untersuchen, wie der Strommarkt auf einer langfristig tragfähigen Basis weiterentwickelt werden kann, damit dieser bei wachsenden Anteilen von Wind- und Sonnenstrom eine zuverlässige, möglichst kosteneffiziente und umweltverträgliche Stromversorgung sicherstellt. Nach Einschätzung der Gutachter ist ein weiterentwickelter Strommarkt, gegebenenfalls ergänzt durch eine Reserve, der Einführung eines Kapazitätsmarktes grundsätzlich überlegen. Die Gutachten sind auf der Internetseite des BMWi (<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/plattform-strommarkt.html>) veröffentlicht.

Die Ergebnisse der Gutachten sind in das Grün- und das Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des BMWi weitgehend eingegangen. Diese sind ebenfalls auf der Internetseite des BMWi (<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/strommarkt-der-zukunft.html>) veröffentlicht. Das Grünbuch hat die Grundsatzentscheidung zwischen einem weiterentwickelten Strommarkt („Strommarkt 2.0“) mit einem glaubwürdigen Rechtsrahmen, auf den Investoren vertrauen können, einerseits und einem Kapazitätsmarkt für die Vorhaltung von Kapazitäten neben dem Strommarkt andererseits vorbereitet. Auf Basis der Konsultation zum Grünbuch, zahlreichen Gesprächen mit gesellschaftlichen Akteu-

ren und den vorstehend genannten Studien ist im Weißbuch die Entscheidung für einen weiterentwickelten Strommarkt und gegen einen Kapazitätsmarkt gefallen. Die Entscheidung basiert auf drei wesentlichen Gründen: Erstens gewährleistet der „Strommarkt 2.0“ Versorgungssicherheit, weil sich die benötigten Kapazitäten über die Marktmechanismen refinanzieren können. Zweitens begrenzt ein weiterentwickelter Strommarkt Kostenrisiken. Er kann die benötigten Kapazitäten und die für die Integration erneuerbarer Energien erforderlichen Lösungen kostengünstiger bereitstellen als ein Kapazitätsmarkt. Drittens setzen im „Strommarkt 2.0“ die Marktpreissignale Anreize für innovative und nachhaltige Lösungen. Daher ermöglicht der Strommarkt die notwendige Transformation des Stromsystems. Kapazitätsmärkte können hingegen die Marktpreissignale verzerren und den Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen einschränken.

Neben den vorstehend genannten Gutachten sowie Grün- und Weißbuch sind in dieses Gesetz auch zwei aktuelle Berichte eingeflossen, die die Entwicklung der Versorgungssicherheit in den Ländern Deutschland, Frankreich, Österreich, der Schweizerischen Eidgenossenschaft und den Benelux-Staaten (Pentalaterales Energieforum 2015) sowie in Deutschland und seinen elektrischen Nachbarländern für den Zeitraum bis 2025 (Consentec/R2B 2015) unter Berücksichtigung von Ausgleichseffekten durch den Stromaustausch zwischen den Mitgliedstaaten betrachten. Danach stehen auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland auch in den nächsten Jahren voraussichtlich ausreichend Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur Verfügung.

Zu der vorgeschlagenen Lösung einer gesetzlichen Zielbestimmung zu der wettbewerblichen Strompreisbildung und der Ermöglichung von Preisspitzen wurden Alternativen, insbesondere der Verzicht auf eine gesetzliche Regelung, geprüft. In Hinblick auf das Ziel, das Vertrauen in die Marktpreissignale zu fördern und Investitionen anzureizen, wurden diese Alternativen aber verworfen.

Alternativen zu der Grundsatzentscheidung, den Beitrag des Stromsektors für das nationale Klimaschutzziel 2020 über die Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken zu erreichen, wurden im Vorfeld geprüft und zurückgestellt. Insbesondere wurden die Auswirkungen des sogenannten Klimabeitrags intensiv analysiert.

IV. Gesetzgebungskompetenz

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes für die Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen nach Artikel 2 dieses Gesetzes beruht auf Artikel 74 Absatz 1 Nummer 11 des Grundgesetzes für die Bundesrepublik Deutschland (GG) (Recht der Wirtschaft) und Artikel 74 Absatz 1 Nummer 16 GG (Verhütung des Missbrauchs wirtschaftlicher Machtstellung). Da die geplante Regelung dazu dient, dass das BKartA länderübergreifend einen Bericht über seine Monitoringergebnisse zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie erstellt und der gesamte Stromhandel und Strommarkt bundesweit abgewickelt wird, ist eine bundesgesetzliche Regelung auch im Sinne des Artikels 72 Absatz 2 GG zur Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit erforderlich.

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes für die Änderung des EnWG durch Artikel 1 dieses Gesetzes und für die Änderung des Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften nach Artikel 11 dieses Gesetzes, für die Änderung der Stromnetzentgeltverordnung nach Artikel 3 dieses Gesetzes, für die Änderung der Stromnetzzugangsverordnung nach Artikel 4 dieses Gesetzes, für die Änderung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) nach Artikel 5 dieses Gesetzes, für die Änderung der Netzreserveverordnung (NetzResV) nach Artikel 6 dieses Gesetzes, für die Änderung der Elektrizitätssicherungsverordnung nach Artikel 7 dieses Gesetzes, für die Änderung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung nach Artikel 8 dieses Gesetzes sowie für die Änderung der Anlagenregisterverordnung nach Artikel 10 dieses Gesetzes ergibt sich aus

Artikel 74 Absatz 1 Nummer 11 GG (Recht der Energiewirtschaft) in Verbindung mit Artikel 72 Absatz 2 GG.

Da die geplanten Regelungen der Sicherstellung der Versorgungssicherheit in länderübergreifenden Stromnetzen und der Anpassung der Regelungen zur Bilanzkreisbewirtschaftung und des Ausgleichsenergiesystems in dem deutschlandweit geltenden Strommarktgebiet dienen, ist eine bundesgesetzliche Regelung zur Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse erforderlich. Die Strom- und Gaswirtschaft ist eine Schlüsselbranche mit erheblicher Bedeutung für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung und für alle öffentlichen und privaten Letztverbraucher von Strom und Gas. Unterschiedliche Entwicklungen der Versorgungsstruktur und bei den Energiepreisen auf Grund unterschiedlichen Landesrechts wären dabei nicht hinnehmbar. Hinzu kommt, dass zahlreiche Energieversorgungsunternehmen länderübergreifend tätig sind. Aus diesen Gründen würde eine Gesetzesvielfalt auf Länderebene eine Rechtszersplitterung mit problematischen Folgen darstellen, die sowohl im Interesse des Bundes als auch der Länder nicht hingenommen werden kann. Zudem würde dies erhebliche Nachteile für die Gesamtwirtschaft mit sich bringen.

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes für die Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes durch Artikel 1 dieses Gesetzes ergibt sich bezogen auf die Einführung der Sicherheitsbereitschaft sowie bezogen auf die Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch Artikel 9 dieses Gesetzes jeweils aus Artikel 74 Absatz 1 Nummer 24 GG. Die Bestimmungen fallen in den Bereich der Luftreinhaltung. Ziel des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung, um eine nachhaltige Energieversorgung zu erreichen und so das Klima als Teil der natürlichen Umwelt zu schützen. Im Übrigen wird auf die Darstellung der Gesetzgebungskompetenz im Rahmen der Novellierungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I, S. 2074, BT-Drs. 16/8148 vom 18.2.2008), vom 28. Juli 2011 (BGBl. I, S. 1634, BT-Drs. 17/6071 vom 6.6.2011) und vom 21. Juli 2014 (BGBl. I, S. 1066, BT-Drs. 18/1304 vom 5.5.2014) verwiesen.

V. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union und völkerrechtlichen Verträgen

Dieses Gesetz ist mit den Regelungen über den freien Warenverkehr des europäischen Primärrechts vereinbar. Die gesetzlichen Regelungen, insbesondere die im EnWG vorgesehene Gleichstellung von Ladepunkten für Elektromobile mit Letztverbrauchern, sind mit den europarechtlichen Regelungen, auch mit der Richtlinie 2009/72/EG, vereinbar.

Das Gesetz wurde im Hinblick auf die befristete Einrichtung einer Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken und deren anschließende Stilllegung intensiv mit der Europäischen Kommission besprochen. Auf dieser Grundlage ist das BMWi zuversichtlich, dass diese Maßnahme beihilferechtlich genehmigungsfähig ist und in dem laufenden formellen Verfahren abschließend geklärt werden kann.

Daneben wurde das Gesetz auch im Hinblick auf die EU-beihilferechtliche Vereinbarkeit der Kapazitäts- und der Netzreserve bei der Europäischen Kommission angemeldet. Die Bestimmungen der neuen Kapazitäts- und der fortentwickelten Netzreserve stehen unter dem Vorbehalt, dass die Europäische Kommission die Bestimmungen beihilferechtlich genehmigt. Das BMWi macht den Tag der Bekanntgabe der beihilferechtlichen Genehmigung im Bundesanzeiger bekannt.

Das Gesetz ist im Übrigen auch mit höherrangigem Recht sowie völkerrechtlichen Verträgen vereinbar.

VI. Gesetzesfolgen

Im Folgenden werden die Gesetzesfolgen anhand der zentralen Inhalte des Gesetzes erläutert:

1. Stärkung der Marktmechanismen

Die Ziele und die Grundprinzipien des künftigen Strommarktes werden gesetzlich im EnWG verankert. Ein Kernziel ist die freie Strompreisbildung, die auch in der Zukunft durch wettbewerbliche Marktmechanismen erfolgen soll. Durch diese normative Grundentscheidung des Gesetzgebers wird klargestellt, dass der Strompreis das zentrale Investitionssignal ist. Dies bietet einerseits einen zuverlässigen Rahmen für Investoren, die benötigten Kapazitäten über die Marktmechanismen zu refinanzieren. Andererseits werden durch die Zulassung von Preisspitzen Anreize zur Flexibilisierung des Stromsystems gesetzt, die wiederum für das Gesamtsystem kostenmindernd wirken können.

Durch die Änderungen dieses Gesetzes werden die Regelungen zur Bilanzkreisbewirtschaftung und des Ausgleichsenergiesystems als zentrales Instrument für eine sichere Stromversorgung angepasst und die Bilanzkreistreue gestärkt. Dazu werden das EnWG und die StromNZV geändert. Die Änderung des EnWG stellt sicher, dass die Betreiber von Übertragungsnetzen die Bilanzkreise auch in Situationen abrechnen, in denen sie aufgrund der Systemstabilität in das Stromsystem kurzfristig eingreifen müssen. Dadurch werden die Bilanzkreisverantwortlichen stärker dazu angehalten, ihre Bilanzkreise für jede Viertelstunde ausgeglichen zu halten. Zudem erhält die Regulierungsbehörde in § 8 StromNZV die Möglichkeit, künftig zum Teil auch die Kosten für die Vorhaltung der Regelleistung über die Ausgleichsenergie abzurechnen sowie Regelarbeits- und Regelleistungspreise in einem Einheitspreisverfahren zu bestimmen. Dadurch wird die Möglichkeit eröffnet, die Vorhaltungskosten über die Ausgleichsenergie abzurechnen. Macht die Regulierungsbehörde hiervon Gebrauch, könnte dies die Anreize zur Bilanzkreistreue stärken und die Kosten verursachungsgerecht verteilen. Entsprechend werden die Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde in § 27 StromNZV zur Gestaltung der Abrechnung von Regel- und Ausgleichsenergie ausgeweitet.

2. Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Ein wesentliches Ziel dieses Gesetzes ist es, die Versorgungssicherheit in Deutschland auch unter veränderten Rahmenbedingungen am Strommarkt dauerhaft und möglichst kostengünstig zu gewährleisten. Für eine sichere Stromversorgung müssen jederzeit ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen, um den Ausgleich von Angebot und Nachfrage von Elektrizität zu gewährleisten. Damit sich die benötigten Kapazitäten an den Strommärkten refinanzieren, werden die Marktmechanismen gestärkt. Zusätzlich wird eine Kapazitätsreserve eingeführt, die Netzreserve über 2017 hinaus verlängert und der Zustand der Versorgungssicherheit in einem umfassenden Monitoring stärker überwacht.

Durch die Verlängerung der Regelungen zur Netzreserve wird bis zur Fertigstellung wichtiger Netzausbauprojekte gewährleistet, dass Reservekraftwerke für besondere Belastungssituationen im Süden Deutschlands vorgehalten werden. Die Vorhaltung ist insbesondere während der Wintermonate zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich, wenn etwa zusätzliches Redispatch-Potential benötigt wird. Nach der Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020 durch die BNetzA vom 30. April 2015 beträgt der Umfang der Netzreserve im Winterhalbjahr 2019/2020 mindestens 1,6 Gigawatt. In diesem Fall entstehen Kosten für die Leistungsvorhaltung von etwa 30 Millionen Euro pro Jahr, sofern die Kosten der Vorhaltung aus den vergangenen Winterhalbjahren zugrunde gelegt werden. Die mit der Verlängerung der Netzreserve verbundenen Mehrkosten für die Bereithaltung von bestehenden Netzreserveanlagen belaufen sich somit auf mindestens Kosten in einer Größenordnung von 30 Millionen Euro pro Jahr.

Damit ist einerseits ein Anstieg der Netzentgelte für die Netznutzer verbunden, andererseits ein Zuwachs an Versorgungssicherheit. Die Netzentgelte erhöhen sich zusätzlich durch die Anpassung der Regelungen zur angemessenen Kostenerstattung. Künftig werden zum Teil bei der endgültigen Stilllegung von Erzeugungsanlagen auch Opportunitätskosten erstattet. Dadurch erhalten Kraftwerksbetreiber eine marktangemessene Verzinsung als Ausgleich für entgangene Verwendungsmöglichkeiten ihrer Anlagen. Zudem erhalten bei der vorläufigen Stilllegung von Anlagen die Betreiber in der Netzreserve die Betriebsbereitschaftsauslagen bereits ab dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz der Anlage durch den Betreiber des Übertragungsnetzes sowie den Werteverbrauch als angemessenen Ausgleich für die tatsächliche Abnutzung vorläufig stillgelegter Anlagen erstattet. Die Rückkehr an die Strommärkte ist künftig zudem bereits nach vier an Stelle von fünf Jahren möglich. Dies mildert die finanziellen Auswirkungen der Transformation des Energieversorgungssystems auf die Anlagenbetreiber ab.

Neben den Regelungen zur Kostenerstattung im Bereich der Netzreserve werden auch die Regelungen zur angemessenen Vergütung von Redispatch-Maßnahmen von Kraftwerken, die an Strommärkten tätig sind, geändert: Gesetzlich wird ausdrücklich geregelt, dass die Kosten, die durch den Redispatch-Einsatz entstanden sind (Erzeugungsauslagen, Werteverbrauch sowie entgangene Erlösmöglichkeiten) vergütet werden.

Die Einrichtung einer Kapazitätsreserve dient mit Blick auf den Kernenergieausstieg der Versorgungssicherheit. Eine technologie neutrale Kapazitätsreserve wird zur Bereitstellung von Reserveleistung ab 2017 schrittweise und parallel zur sukzessiven Stilllegung der Braunkohlekraftwerke wettbewerblich ausgeschrieben. Diese Anlagen sind als zusätzliche Kapazitäten notwendig, um in bestimmten, außergewöhnlichen und nicht vorhersehbaren Situationen dafür zu sorgen, dass das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch erhalten bleibt. Maßgeblich für die Vorhaltekosten der Kapazitätsreserve ist das Ausschreibungsergebnis. Soweit die Reserve nicht in Anspruch genommen wird, werden die Vorhaltekosten über alle Stromkunden verteilt. Die Kosten für den Einsatz der Kapazitätsreserve werden nach dem Verursacherprinzip abgerechnet. Kommt die Kapazitätsreserve zum Einsatz, zahlen die Stromlieferanten, die ihre Lieferpflichten nicht erfüllen konnten, entsprechend ihrem Verursachungsbeitrag einen angemessenen Anteil der Gesamtkosten der Reserve. Die Abrechnung erfolgt im etablierten System der Regelleistung.

Für die Zwecke des Klimaschutzes werden alte Braunkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2,7 Gigawatt ab 2016 schrittweise aus dem Markt genommen und vorläufig stillgelegt; dies entspricht etwa 13 Prozent der gesamten Braunkohlekapazitäten in der Bundesrepublik Deutschland. Für jeweils vier Jahre werden sie als letzte und befristete Absicherung der Stromversorgung verwendet, wenn es wider Erwarten trotz freier Preisbildung am Strommarkt nicht zu einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage kommt, z. B. bei nicht vorhersehbaren extremen Wettersituationen. Danach werden die Blöcke endgültig stillgelegt. Während der Sicherheitsbereitschaft dürfen die Betreiber diese Braunkohlekraftwerke nicht mehr am Strommarkt betreiben.

Zudem wird das Monitoring der Versorgungssicherheit angepasst. Anstelle einer ausschließlichen Betrachtung der nationalen Leistungsbilanz wird künftig der Beitrag des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes zur Versorgungssicherheit stärker berücksichtigt. Dies soll sicherstellen, dass die nationale Versorgungssicherheit auch unter den sich ändernden Rahmenbedingungen gewährleistet werden kann. Dazu wird die Datenbasis für das Monitoring teilweise ausgeweitet, indem (grenzüberschreitend) Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Lasten und Kraftwerksausfällen berücksichtigt werden. Dies ermöglicht eine sachgerechte Beurteilung, ob jederzeit ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen, um die Stromnachfrage zu decken. Im Rahmen des Monitorings soll zudem eine neue Berechnungsmethodik mit geeigneten Indikatoren sowie Ziel- und Schwellenwerten entwickelt werden, um quantitative Analysen zur Entwicklung der Versorgungssicherheit zu liefern und gegebenenfalls Maßnahmen zu ergreifen, um die Versorgungssi-

cherheit in Deutschland zu gewährleisten. Auf diese Weise wird die Versorgungssicherheit im Stromsektor mit fachlich fundierten Methoden konstant überwacht.

3. Erhöhung der Transparenz

Die Transparenz wird im Bereich der Stromversorgung mit dieser Novelle deutlich erhöht: Das Gesetz legt die Grundlagen für die Einrichtung eines neuen Marktstammdatenregisters sowie einer nationalen Informationsplattform. Zugleich werden die Berichtspflichten soweit erforderlich angepasst.

Durch die Einrichtung eines zentralen Marktstammdatenregisters bis Anfang 2017 bei der BNetzA wird die Transparenz im Bereich der Strom- und Gasversorgung deutlich verbessert. So dienen Aufbau und Betrieb des Marktstammdatenregisters auch dazu, die mit der Energiewende einhergehende Transformation des Energieversorgungssystems gegenüber der Öffentlichkeit transparent darzustellen. Durch die Erfassung relevanter Stammdaten sorgt das Register für eine verbesserte Verfügbarkeit dieser Daten für die Akteure des Strommarktes.

Ziel der Einrichtung einer nationalen Informationsplattform bis zum 1. Juli 2017 ist es, auf der Plattform relevante Strommarktdaten für Deutschland systematisch aufzubereiten und anwenderfreundlich der interessierten Öffentlichkeit darzustellen. Dies dient dazu, dass die Marktteilnehmer effiziente Erzeugungs-, Verbrauchs- und Handelsentscheidungen treffen können. Zugleich können durch die Veröffentlichung von Daten die Marktintegration der erneuerbaren Energien sowie die Versorgungssicherheit am Strommarkt verbessert werden. In einem weiterentwickelten Strommarkt reagieren die Marktakteure zunehmend dezentral auf die Preissignale der Strommärkte. Auf der Plattform können mittelfristig weitere Informationen aufgenommen werden, die für das Verhalten der Akteure auf dem Strommarkt von Bedeutung sind. Zudem trägt die transparente Darstellung relevanter Strommarktdaten an zentraler Stelle zu der gesellschaftlichen Akzeptanz für die Energiewende bei.

Mit dem Gesetz wird weiterhin das Berichtswesen im Bereich der Stromversorgung angepasst. Entsprechend der Änderung der Regelungen zum Monitoring der Versorgungssicherheit in § 51 EnWG werden auch die Regelungen zur Berichterstattung in § 63 Absatz 2 EnWG ab dem 1. Januar 2017 geändert. Der Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgelassenen Stromversorgung wird in zwei Berichte, in einen Bericht zum Stand und der Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Erdgas und einen Bericht zum Stand und der Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität, aufgeteilt.

Neu aufgenommen werden drei Berichtspflichten:

- Im GWB wird eine neue Berichtspflicht des BKartA zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Stromerzeugung verankert.
- Im Zusammenhang mit der Einführung einer Kapazitätsreserve wird die bisherige Berichtspflicht unter anderem zur Netzreserve integriert in eine neue Berichtspflicht des BMWi zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen der Kapazitätsreserve.
- Schließlich dient eine neue Berichtspflicht der BNetzA in § 63 Absatz 3a EnWG dazu, die netztechnisch erforderliche Mindesterzeugung thermischer Kraftwerke und ihre Einflussfaktoren zu evaluieren sowie transparent darzustellen. Auf dieser Basis soll geprüft werden, wie gegebenenfalls auch bei einer niedrigen Mindesterzeugung Systemstabilität nicht gefährdet und erneuerbare Energien im Interesse volkswirtschaftlicher Effizienz möglichst nicht verdrängt werden.

4. Angemessene und faire Kostenverteilung

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist es sinnvoll, dass die Netzbetreiber die Netze nicht für die „letzte Kilowattstunde“ ausbauen. Durch die Regelungen zur Spitzenkappung von fluktuierenden erneuerbaren Energien werden die Kosten für den Netzausbau verringert und der Koalitionsvertrag umgesetzt. Der Koalitionsvertrag legt fest, dass Spitzenlast bei neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen im begrenzten Umfang abgeregelt werden kann, soweit dies die Kosten für den Netzausbau senkt und dazu beiträgt, negative Börsenstrompreise zu vermeiden. Netzbetreiber dürfen daher künftig in ihrer Netzplanung die jährliche Stromerzeugung je angeschlossener Onshore-Windenergieanlage und Photovoltaikanlage um bis zu drei Prozent verringern. Zugleich erfolgt die Entschädigung der Anlagenbetreiber weiterhin nach den geltenden Härtefallregelungen. Dadurch wird die Wirtschaftlichkeit von Erneuerbare-Energien-Anlagen gewahrt sowie rechtliche Risiken, komplizierte Rechenmechanismen oder Nachweisverfahren vermieden, die die Kosten für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien erhöhen.

Durch die Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiesystem werden die Anreize zur Bilanzkreistreue erhöht. Dadurch wird die Versorgungssicherheit gewährleistet. Die Möglichkeit, künftig die Kosten zur Vorhaltung von Regelleistung über die Ausgleichsenergie abzurechnen, stärkt bei ihrer Anwendung die Anreize, die Bilanzkreise ausgeglichen zu halten und führt dazu, die Kosten verursachungsgerechter zu verteilen.

Weiter wird der BNetzA die Möglichkeit gegeben, die Regelarbeitspreise der Minutenreserve und der Sekundärregelleistung mit dem Einheitspreisverfahren zu bestimmen. Danach erhalten die Marktteilnehmer einen Preis in Höhe der Grenzkosten der letzten eingesetzten Einheit. Hierdurch können sich einfachere Gebote und damit effizientere Marktergebnisse einstellen. Dadurch besteht die Möglichkeit, die Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung zu senken.

Die Höhe der Netzentgelte in Deutschland divergiert erheblich je nach Region. Ein wesentlicher Treiber für regional unterschiedliche Netzentgelte sind die sogenannten vermiedenen Netzentgelte. Diese werden bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) und konventionellen Anlagen an die Betreiber der dezentralen Erzeugungsanlagen gezahlt. Bei Erneuerbare-Energien-Anlagen fließen sie in das EEG-Konto. Weil die dezentrale Einspeisung Infrastrukturkosten nicht zwingend vermeidet, sondern häufig einen Bedarf zum Netzausbau verursacht, werden die vermiedenen Netzentgelte für solche Anlagen abgeschafft, die ab dem 1. Januar 2021 neu errichtet werden. Die Einnahmen aus den vermiedenen Netzentgelte für neue Erneuerbare-Energien-Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden und eine Förderung nach dem EEG erhalten, fließen daher nach diesem Zeitpunkt nicht mehr in das EEG-Konto und senken damit künftig nicht mehr die EEG-Umlage. Dies führt dazu, dass die örtlichen Netzentgelte in den Regionen mit neuen EEG-geförderten Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden, entlastet werden. Die EEG-Umlage kann dadurch mittelfristig geringfügig steigen.

5. Flexibilisierung des Stromsystems, Elektromobilität

Durch die Regelungen im Bereich der Elektromobilität wird die Möglichkeit eröffnet, die Flexibilität der Elektrofahrzeuge auch am Strommarkt zu nutzen. Durch die energiewirtschaftsrechtliche Einordnung der Ladepunkte für Elektromobile als Letztverbraucher werden die Rahmenbedingungen für den Aufbau einer bedarfsgerechten Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge deutlich verbessert sowie Rechts- und Investitionssicherheit geschaffen. Dadurch können mittel- bis langfristig die Flexibilitätspotenziale der Elektromobilität stärker genutzt werden.

6. Bürokratieabbau und Bürokratiebremse („One in, one out“-Regel)

Das Gesetz schafft die Rahmenbedingungen dafür, dass der Strommarkt unter den Bedingungen der wachsenden Bedeutung der erneuerbaren Energien, des Endes der Nutzung der Kernenergie in Deutschland und des Zusammenwachsens der europäischen Energiemärkte die Versorgungssicherheit gewährleistet. Damit gehen steigende Anforderungen an Monitoring und Evaluierung einher, was zum Teil die Erweiterung von Informationspflichten erfordert. Zugleich wird mit dem Marktstammdatenregister bei der BNetzA ein Instrument geschaffen, mit dem künftig zahlreiche Meldepflichten abgeschafft oder vereinfacht werden können. Die Bürokratiebremse („One in, one out“-Regel) der Bundesregierung wird beachtet.

Mit dem Marktstammdatenregister sollen eine Vielzahl von Daten, die bislang mehrfach an unterschiedliche staatliche und nicht-staatliche Empfänger übermittelt werden müssen, über eine benutzerfreundliche Online-Plattform einmalig vom Dateninhaber gemeldet, dort laufend gepflegt und allen betroffenen Behörden und Marktakteuren stets aktuell zur Verfügung gestellt werden. Das Marktstammdatenregister soll Anfang 2017 seinen Betrieb aufnehmen. Rechtliche Grundlage wird eine Rechtsverordnung des BMWi sein. Die erforderliche Ermächtigungsgrundlage wird mit diesem Gesetz im EnWG geschaffen (§ 111f EnWG). Die gesetzliche Regelung des Marktstammdatenregisters im Energiewirtschaftsgesetz stärkt das Ziel der Bürokratiereduzierung, indem es vorsieht, dass Behörden die Daten, die sie vom Marktstammdatenregister beziehen können, nicht erneut beim Betroffenen erheben.

Insofern dient das Gesetz auch der Umsetzung der „Eckpunkte zur weiteren Entlastung der mittelständischen Wirtschaft von Bürokratie“, insbesondere Eckpunkt Nummer 10, der das zentrale Register für die Energiewirtschaft betrifft, die im Bundeskabinett am 11. Dezember 2014 beschlossen worden sind. Die Eckpunkte sind auf der Internetseite des BMWi veröffentlicht (<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-zur-weiteren-entlastung-der-mittelstaendischen-wirtschaft-von-buerokratie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>).

Übergangsweise muss dabei zwar in Kauf genommen werden, dass es zu einer höheren Kostenbelastung kommen kann, da bestehende Meldepflichten rechtlich erst reduziert werden können, sobald der Datenaustausch zwischen dem Marktstammdatenregister und dem betreffenden Empfänger der Daten sichergestellt ist. Sobald dies der Fall ist, erübrigt sich dann aber bei einer Vielzahl von Datenaustauschprozessen die separate Meldung von immer wieder benötigten Daten. Genannt seien hier z. B. das Energieinformationsnetz nach § 12 Absatz 4 EnWG, Stammdatenmeldungen im Rahmen des Energiestatistikgesetzes (EnStatG), das Kraftwerksanschlussregister nach § 9 Kraft-NAV, Stammdatenmeldungen im Rahmen der Systemstabilitätsverordnung und das Herkunftsnachweisregister nach § 79 Absatz 3 EEG 2014. Von Beginn an ersetzen soll das Marktstammdatenregister das Anlagenregister nach § 6 EEG 2014. Hinzu kommen zahlreiche nicht gesetzliche Meldungen zwischen den Akteuren des Energiemarktes, für die das Marktstammdatenregister eine Vereinfachung bringt. Durch den Ansatz des Registers, nicht vertrauliche Daten öffentlich zur Verfügung zu stellen, werden zudem die Kosten für die Informationsbeschaffung z. B. im wissenschaftlichen Bereich reduziert.

Die BNetzA konsultiert im Vorfeld der für Anfang 2017 geplanten Inbetriebnahme die Inhalte des Marktstammdatenregisters mit den Akteuren des Energiemarktes. Die Akteure erhalten so die Gelegenheit, ihre Erfahrungen und Bedürfnisse im Zusammenhang mit energiewirtschaftlichen Datenaustauschprozessen in den Prozess einzubringen. So wird erreicht, dass von Beginn an soweit wie möglich alle Daten aufgenommen werden, die für eine zügige und wirkungsvolle Reduzierung von Meldepflichten erforderlich sind.

7. Rechts- und Verwaltungsvereinfachung

Das Gesetz trägt teilweise zur Vereinfachung des Rechts bei. Mit der Einrichtung eines zentralen Marktstammdatenregisters wird das bislang als eigenständiges Register geführte EEG-Anlagenregister obsolet, was sich im modifizierten § 6 EEG 2014 widerspiegelt. Sobald der Datenaustausch im Marktstammdatenregister funktioniert, sollen die entsprechend ganz oder teilweise überflüssig gewordenen weiteren Meldepflichten gestrichen oder so angepasst werden, dass der mit dem Register tatsächlich verbundene Bürokratieabbau auch normativ nachvollzogen wird. Es leistet damit nicht zuletzt einen Beitrag zur Reduzierung und Vereinfachung diesbezüglicher Meldepflichten. Das EEG-Anlagenregister wird unmittelbar in das neue Marktstammdatenregister überführt. Diese Bündelung dient insbesondere der Rechtsvereinfachung und dem Bürokratieabbau. Die rechtliche Umsetzung weiterer Bündelungen und Vereinfachungen soll erfolgen, sobald der Stammdatenaustausch zwischen dem Register und dem betreffenden Empfänger der Daten sichergestellt ist. Insgesamt wird mit der Einrichtung des Marktstammdatenregisters dem im Bürokratienteilsetzungsgesetz vom 28. Juli 2015 (BGBl. I S. 1400) verankerten Grundsatz Rechnung getragen, dass insbesondere die mittelständische Wirtschaft stärker von Bürokratie entlastet werden soll.

8. Nachhaltigkeitsaspekte

Bei der Erarbeitung des Gesetzes wurden die Ziele und Managementregeln der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie berücksichtigt. Nach Überprüfung der zehn Managementregeln der Nachhaltigkeit und der 21 Schlüsselindikatoren für eine nachhaltige Entwicklung erweist sich das Gesetz als vereinbar mit der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie. Die Überführung von Braunkohlekraftwerken in eine Sicherheitsbereitschaft und anschließende Stilllegung führt zu einer relevanten Reduktion der Treibhausgasemissionen und trägt dazu bei, dass das Ziel der Bundesregierung, die Emissionen bis 2020 um mindestens 40 Prozent unter das Niveau von 1990 zu senken, erreicht werden kann (Indikatorenbereich 2). Gleichzeitig sorgt die Weiterentwicklung des Strommarktes auch dafür, dass die Energiewende insgesamt bezahlbar bleibt, wodurch die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Stromkunden berücksichtigt wird (Indikatorbereich 10). Denn ein „Strommarkt 2.0“ ist mit geringeren Kosten und Kostenrisiken als ein Kapazitätsmarkt verbunden und kann mittel- bis langfristig kostengünstige Lösungen zur Integration der erneuerbaren Energien anreizen. Dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit und Sozialverträglichkeit dient auch die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen ab dem Jahr 2021 sowie die Möglichkeit der Spitzenkappung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen bei dem Ausbau der Verteiler- und Übertragungsnetze. Durch die Änderung soll das Netz nicht mehr für die Aufnahme der letzten Kilowattstunde ausgelegt, sondern der bedarfsgerechte Ausbau auf das volkswirtschaftlich sinnvolle Maß dimensioniert werden.

9. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Unmittelbare Kosten können sich für die öffentlichen Haushalte (Bund, Länder, Kommunen) zum einen dadurch ergeben, dass sich das Strommarktgesetz durch verschiedene Maßnahmen auf die Höhe der Netzentgelte auswirkt, die in der Regel an die öffentlichen Haushalte als Netznutzer weitergegeben werden. Die Maßnahmen wirken einerseits kostenerhöhend auf die Netzentgelte (unter anderem durch die Entfristung der Netzreserve, die Einführung der Sicherheitsbereitschaft und die Änderung der Kostenerstattung für bestehende Anlagen in der Netzreserve sowie neue Transparenzvorgaben im Strommarkt), andererseits kostenmindernd (z.B. durch die Reduzierung des Netzausbaus durch die Spitzenkappung fluktuierender erneuerbarer Energien und die Änderung des Regel- und Ausgleichensystems, oder durch die Reduzierung des Redispatch-Bedarfs durch Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft). Die Kosten der Kapazitätsreserve sowie neu zu errichtender Anlagen in der Netzreserve werden wettbewerblich über Ausschreibungen ermittelt. Der Kostenkorridor ist daher nur grob abschätzbar. Die Kosten der Vorhaltung der Kapazitätsreserve werden in die Netzentgelte

gewälzt. Die genaue Höhe dieser Kosten ergibt sich als Ergebnis des Ausschreibungsverfahrens. Sie wird für Kapazitätsreserveleistung in einem Umfang von fünf Prozent der Jahreshöchstlast auf 130 bis 260 Millionen Euro pro Jahr geschätzt. Hieraus ergibt sich eine geringfügige Erhöhung der Strompreise für Endkunden im Bereich von etwa 0,028 bis 0,055 Cent pro Kilowattstunde. Klarstellend wird darauf hingewiesen, dass hiervon die Umsatzsteuer unberührt bleibt. Die Kosten der Netzreserve werden für das nächste Winterhalbjahr 2015/2016 auf voraussichtlich 122 Millionen Euro geschätzt. Bei Annahme, dass die bis zu zwei Gigawatt neu zu errichtende Anlagen vollständig ausgeschrieben werden, lägen die Vorhaltekosten für insgesamt zwei Gigawatt neu zu errichtende Anlagen in der Netzreserve – abhängig von den Ergebnissen der Ausschreibung – schätzungsweise bei ca. 100 Millionen bis höchstens 200 Millionen.

Die Betreiber der stillzulegenden Braunkohlekraftwerke erhalten für die Bereithaltung der Anlagen in der Sicherheitsbereitschaft und für die Stilllegung eine Vergütung. Die Gesamtkosten belaufen sich auf eine Größenordnung von rund 230 Millionen Euro pro Jahr über sieben Jahre bzw. einen Anstieg der Netzentgelte um rund 0,05 Cent pro Kilowattstunde. Gleichzeitig führt die schrittweise Überführung der stillzulegenden Braunkohlekraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft in der Tendenz zu sinkenden Redispatch-Maßnahmen und -kosten. Der Grund hierfür ist die Lage der Kraftwerke nördlich der Engpässe in den Übertragungsnetzen. In Zeiten hoher Stromnachfrage und gleichzeitig hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien muss gegenwärtig das in Nord-Süd-Richtung überlastete Übertragungsnetz durch Abschaltung konventioneller Kraftwerke nördlich der Engpässe und das gleichzeitige Hochfahren teurer, aber netztechnisch günstiger gelegener Anlagen südlich der Engpässe stabilisiert werden. Die Sicherheitsbereitschaft wird Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von bis zu 2,7 Gigawatt umfassen. In diesem Umfang reduziert sich also in vielen Situationen die marktgetriebene Einspeisung von Braunkohlekraftwerken nördlich der Engpässe. Dadurch resultieren geringere Lastflüsse von Nord nach Süd. Daher gibt es in kritischen Situationen auch geringere Engpässe im deutschen Übertragungsnetz. Es müssen dann auch weniger Kraftwerke nördlich der Engpässe durch Redispatch-Maßnahmen abgeschaltet werden. Zugleich müssen in Süddeutschland weniger Netzreservekraftwerke vorgehalten und zugeschaltet werden. Hierdurch sinkt die Zahl der Redispatch-Maßnahmen. Zudem sinken die Kosten für Redispatch-Maßnahmen und die Vorhaltung der Anlagen in der Netzreserve.

Schließlich ist davon auszugehen, dass der Strompreis am Großhandelsmarkt künftig stärker schwankt, da es vermehrt zu Stunden mit höheren oder niedrigeren Preisen kommt. Aufgrund der schrittweisen Überführung der Anlagen in die Sicherheitsbereitschaft mit anschließender Stilllegung können moderate Auswirkungen auf die Großhandelsstrompreise nicht ausgeschlossen werden. Die tatsächlichen quantitativen Auswirkungen hängen von verschiedenen Einflussfaktoren ab, z. B. der Entwicklung weiterer Marktdaten wie dem Preis der Emissionsberechtigungen, Gas- und Steinkohlepreise, der Stromnachfrage, etc. Das aktuelle Großhandelsstrompreisniveau ist auf einem historischen Tiefstand, der sich an den Terminmärkten fortsetzt. Der Börsenpreis für Strom wird ebenfalls von den Energieversorgungsunternehmen an die öffentlichen Haushalte weitergegeben. Etwaiger Mehrbedarf an Sach- und Personalmitteln soll finanziell und stellenmäßig im Einzelplan des jeweils zuständigen Bundesministeriums ausgeglichen werden.

10. Erfüllungsaufwand

Die nachfolgenden Tabellen stellen die Maßnahmen des Gesetzes dar, die den bisherigen Erfüllungsaufwand der Wirtschaft und der Verwaltung im Bereich des Energiewirtschaftsrechts verändern:

In den Tabellen 1 und 2 werden die neu hinzu kommenden Maßnahmen aufgeführt, die den Erfüllungsaufwand jeweils für die Wirtschaft und die Verwaltung erhöhen.

Der einmalige Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft beläuft sich insgesamt auf etwa 406 280 Euro. Der jährlich durch die Bestimmungen dieses Gesetzes entstehende Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft liegt bei etwa 678 860 Euro. Erfüllungsaufwand entsteht der Wirtschaft insbesondere durch die Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG, der Erweiterung des Kreises der Verpflichteten nach § 12 Absatz 4 EnWG, dem Monitoring des Lastmanagements nach § 51a EnWG, Datenübermittlungspflichten im Rahmen der nationalen Informationsplattform nach § 111d EnWG, durch die Öffnung der Bilanzkreisverträge nach § 26 Absatz 3 StromNZV sowie im Zusammenhang mit den Änderungen der Bestimmungen über Stilllegungen von Anlagen und der Netzreserve. Im Einzelnen wird hinsichtlich des jeweiligen Erfüllungsaufwands auf Tabelle 1 verwiesen. In Bezug auf den Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft im Zusammenhang mit der Kapazitätsreserve wird auf die Ausführungen in der Rechtsverordnung nach § 13h EnWG verwiesen.

Die durch das Gesetz vorgesehenen Änderungen führen zu einem höheren Arbeits- und Personalaufwand beim BMWi, beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), bei der BNetzA und bei dem BKartA. Etwaiger Mehrbedarf an Sach- und Personalmitteln soll finanziell und stellenmäßig im Einzelplan des jeweils zuständigen Bundesministeriums ausgeglichen werden.

Für die Bearbeitung der zusätzlichen Aufgaben beim BMWi, insbesondere die Mehrkosten für zusätzliche Vollzugsaufgaben durch das Monitoring der Versorgungssicherheit und die erweiterte Berichterstattung nach § 63 EnWG, sowie für die erweiterten Fachaufsichtsaufgaben gegenüber den nachgeordneten Behörden, ist zusätzliches Personal in Höhe von drei Stellen im höheren Dienst (A 15) erforderlich.

Im Jahr 2018 wird vom BMWi im Einvernehmen mit dem BMUB überprüft, in welchem Umfang Kohlendioxidemissionen durch die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach § 13g EnWG zusätzlich eingespart werden. Für die Bearbeitung dieser zusätzlichen Aufgaben ist beim BMUB zusätzliches Personal in Höhe von 0,2 Stellen im höheren Dienst (A 15) erforderlich.

Für die Bearbeitung der zusätzlichen Aufgaben bei dem BKartA ist zusätzliches Personal in Höhe von zwei Stellen erforderlich. Durch die Pflicht zur Erstellung eines separaten Berichts über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie muss sich das BKartA künftig turnusmäßig zu einem bestimmten Zeitpunkt und nicht mehr nur fallbezogen vertieft mit der Frage der Marktbeherrschung von Stromerzeugungsunternehmen auseinandersetzen. Dies setzt eine jeweils aktuelle Prüfung der sachlichen und räumlichen Marktabgrenzung voraus und eine Auseinandersetzung mit konzeptionellen Grundsatzfragen. Darüber hinaus ist eine umfangreiche Analyse der komplexen Zeitreihendaten der Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas erforderlich sowie deren umfängliche Würdigung im Kontext der übrigen Marktentwicklungen mit Blick auf die Marktmachtanalyse. Der damit verbundene Mehraufwand für die kartellrechtliche Grundlagenarbeit als auch für die Datenvalidierung und -auswertung erfordert zusätzliches Personal. Für die Bearbeitung der zusätzlichen Aufgaben bei dem BKartA ist zusätzliches Personal in Höhe von einer Stelle im höheren Dienst (A 15) und einer Stelle im gehobenen Dienst (A 13g) erforderlich. Die damit verbundenen Gesamtkosten pro Jahr belaufen sich beim BKartA auf rund 182 173 Euro.

Bei der BNetzA wird durch die Übertragung zusätzlicher Aufgaben ein zusätzlicher Personalbedarf in Höhe von rund 50,5 Stellen entstehen. Davon entfallen insgesamt 25,3 Stellen auf den höheren Dienst, 19,53 Stellen auf den gehobenen Dienst und 5,74 Stellen auf den mittleren Dienst. Die damit verbundenen Gesamtkosten belaufen sich auf insgesamt rund 6 502 200 Euro pro Jahr. Davon entfallen jährlich rund 3 813 044 Euro auf den höheren Dienst, rund 2 155 253 Euro auf den gehobenen Dienst und rund 533 903 Euro auf den mittleren Dienst.

Der Personalbedarf ergibt sich aus folgenden Gesetzesänderungen:

Die Regelungen zur Veröffentlichung, Dokumentation und Mitteilung der Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 Satz 2 EnWG werden voraussichtlich bei 33 Elektrizitätsversorgungsnetzbetreibern zur Anwendung kommen. Durch die Regelungen müssen die Dokumentation sowie die Ursachen der Reduzierung der Einspeisung monatlich abgefragt oder anderweitig übermittelt sowie plausibilisiert und ausgewertet werden. Hierfür werden 3,8 Stellen erforderlich. Davon entfallen 1,9 auf den höheren Dienst, 1,7 auf den gehobenen Dienst und 0,2 auf den mittleren Dienst.

Im Hinblick auf die Anforderung von Informationen zur Mindesterzeugung, die die BNetzA nach § 12 Absatz 5 Satz 1 Nummer 4 EnWG von den Betreibern der Elektrizitätsversorgungsnetze vorzunehmen hat, ist ein Konzept zu erstellen und fortlaufend weiterzuentwickeln. Zudem sind die angeforderten Daten der Netzbetreiber zu plausibilisieren und gegebenenfalls Daten nachzufordern. Für die damit verbundenen Aufgaben ist ein Personalmehrbedarf von 0,4 Stellen erforderlich. Diese verteilen sich zu 0,2 Stellen auf den höheren Dienst und zu 0,2 Stellen auf den gehobenen Dienst.

Nach § 13e Absatz 5 EnWG ist der Umfang der Kapazitätsreserve alle zwei Jahre zu prüfen und sind die Vorgaben der Kapazitätsreserve zu überwachen. Dies führt zu einem Personalbedarf von insgesamt 3,2 Stellen. Davon entfallen 1,7 Stellen auf den höheren Dienst, 1,3 Stellen auf den gehobenen Dienst und 0,2 Stellen auf den mittleren Dienst.

Zur Kapazitätsreserve sind nach § 13j Absatz 4 EnWG Festlegungskompetenzen vorgesehen, deren Ausübung zu einem Personalmehrbedarf von 3,1 Stellen führt. Davon entfallen auf den höheren Dienst 2,1 Stellen, auf den gehobenen Dienst 0,5 Stellen und auf den mittleren Dienst 0,5 Stellen.

Die Festlegungskompetenz der BNetzA zur Bestimmung einer angemessenen Vergütung für Redispatch-Maßnahmen, die künftig in § 13j Absatz 1 EnWG geregelt wird, wird gegenüber der geltenden Rechtslage erweitert. Insbesondere betrifft dies die Parameter, die in einer neuen Festlegung zu berücksichtigen sind und einer umfangreichen Verarbeitung von Unternehmensdaten (Vergütung, einschließlich Vollständigkeitsprüfung, Sichtung, Plausibilisierung, Konsistenzprüfung, Auswertung und Darstellung, Gutachten etc.) bedürfen. Dies führt zu einem dreifachen Aufwand zu den aus Erfahrungswerten geschätzten Bearbeitungszeiten für Festlegungen. Insgesamt führt diese Festlegungskompetenz bei der BNetzA zu einem jährlichen Mehrbedarf von 1,8 Stellen. Davon entfallen 1,1 Stellen auf den höheren Dienst, 0,4 Stellen auf den gehobenen Dienst und 0,3 Stellen auf den mittleren Dienst.

Im Zusammenhang mit dem Monitoring des Lastmanagements nach § 51a EnWG wird eine Datenerhebung durch die BNetzA erforderlich. Die Datenerhebung betrifft mehrere Tausend Unternehmen mit einem Stromverbrauch von mehr als 20 Gigawattstunden jährlich. Die Aufgabe der BNetzA liegt insbesondere in der Konzeptionierung und laufenden Anpassung des Abfrageprozesses. Zudem ist monatlich die Datenerhebung durchzuführen und die Daten sind zu plausibilisieren. In Summe führt diese Regelung zu einem Personalmehrbedarf von 6,1 Stellen. Davon entfallen 2,4 Stellen auf den höheren Dienst, 2,5 Stellen auf den gehobenen Dienst sowie 1,2 Stellen auf den mittleren Dienst.

Die Erweiterung der Aufgaben der Regulierungsbehörde nach § 56 EnWG dient dazu, europäisches Recht umzusetzen. Durch Vorgaben neuer EU-Verordnungen ergeben sich jährlich etwa 16 Genehmigungspflichten. Zudem werden aufgrund dieser Verordnungen etwa 16 Entscheidungen durch ACER getroffen. Aus der Mitwirkung an diesen Entscheidungen entsteht weiterer Arbeitsaufwand. Insgesamt wird der Personalbedarf bei der Erweiterung der Aufgaben der Regulierungsbehörde zur Umsetzung von europäischem Recht 4,3 Stellen betragen. Diese sind mit 2,6 Stellen dem höheren Dienst, mit 0,9 Stellen dem gehobenen Dienst und 0,8 Stellen dem mittleren Dienst zuzuordnen.

Nach § 63 Absatz 3a EnWG hat die BNetzA zum 31. März 2017 und dann alle zwei Jahre jeweils zum 30. November einen Bericht zur Mindesterzeugung zu erstellen und zu veröffentlichen. Hierzu sind die zuvor erhobenen Daten zur Mindesterzeugung anlagen- und stundenscharf zu analysieren. Zudem sind relevante Netznutzungsfälle auszuwählen und zu analysieren. Parallel dazu ist gegebenenfalls ein Gutachten zu vergeben und durch zwei Personen zu begleiten. Schließlich sind aus den Analysen Lösungsansätze zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen zu evaluieren. Insgesamt erfordert die Erstellung des Berichts alle zwei Jahre einen Personalmehrbedarf von 3,2 Stellen. Davon entfallen auf den höheren Dienst 1,6 Stellen, auf den gehobenen Dienst 1,2 Stellen und auf den mittleren Dienst 0,4 Stellen.

Die Einrichtung und der Betrieb einer nationalen Informationsplattform nach § 111d EnWG erfordert eine regelmäßige Weiterentwicklung des Systems sowie eine fortlaufende inhaltliche Betreuung. Aufgaben betreffen die Bereitstellung der Daten auf der Informationsplattform, die Darstellungsform, die Anpassung der Datenkategorien sowie das Datenmanagement einschließlich der Überwachung der Datenmeldepflicht von ENTSO-E-Daten. Der fortlaufende Betrieb der Informationsplattform umfasst zudem umfassende Aufgaben im Zusammenhang mit dem Betrieb der Insiderinformationsplattform. Insgesamt führt dies zu einem Personalbedarf von 7,3 Stellen. Davon entfallen auf den höheren Dienst 3,4 Stellen und auf den gehobenen Dienst 3,9 Stellen.

Die Einrichtung und der fortlaufende Betrieb des Marktstammdatenregisters nach § 111e EnWG erfordert die technische und administrative Betreuung und führt zu einem Bedarf von 6,7 Stellen. Zusätzlich besteht gemäß § 111f Nummer 14 EnWG für das Marktstammdatenregister eine Festlegungskompetenz hinsichtlich der registrierungspflichtigen Personen und der Daten, die geschätzt 0,6 Stellen Mehrbedarf erfordert. Insgesamt entspricht dies einem Personalbedarf von 7,3 Stellen. Diese sind mit 1,8 Stellen dem höheren Dienst, mit 4,6 Stellen dem gehobenen Dienst und mit 0,9 Stellen dem mittleren Dienst zuzuordnen.

Die eingeführte Langfristanalyse hinsichtlich des Netzreservebedarfs nach § 3 Absatz 2 Satz 3 NetzResV stellt eine von den Systemanalysen abzugrenzende, eigenständige und zusätzliche Analyse dar. Der Erfüllungsaufwand ist im Vergleich zur Systemanalyse höher, da hier der Betrachtungszeitraum weiter in der Zukunft liegt. Durch die damit verbundenen Unsicherheiten vergrößert sich der Szenariotrichter, es erhöht sich also konkret die Zahl der zu betrachtenden Parameter und Situationen und somit auch der zu untersuchenden Szenarien. Zudem entsteht durch die allgemeinen Bestimmungen über den Kraftwerksneubau in der NetzResV Personalbedarf. Durch ihre Verknüpfung mit der Langfristanalyse und die damit verbundene Ausrichtung auf einen für einen Kraftwerksbau realistischeren längerfristigen Zeithorizont steigt die Wahrscheinlichkeit des Kraftwerksneubaus. Die in der NetzResV normierten Voraussetzungen für den Kraftwerksneubau bedürfen einer detaillierten Ausgestaltung in der Rechtsanwendung. Die BNetzA wird die hierzu erforderlichen erweiterten Marktmodellierungen und Netzanalysen der Betreiber von Übertragungsnetzen daher erstmalig nicht nur beaufsichtigen und bewerten müssen, sondern mit erheblichem Aufwand eigene Netzanalysen durchzuführen haben. Gegebenenfalls wird sie darüber hinaus gutachterliche Unterstützung einholen. Durch die eingeführte Langfristanalyse entsteht bei der BNetzA ein Personalmehrbedarf von 2 Stellen. Davon entfallen auf den höheren Dienst 1,4 Stellen, auf den gehobenen Dienst 0,5 Stellen und auf den mittleren Dienst 0,1 Stellen.

Bei der Kostenerstattung für Anlagen der Netzreserve wird aufgrund der neuen Regelungen nach §§ 13c und 13j Absatz 2 EnWG i. V. m. § 6 Absatz 2 NetzResV ein Systemwechsel vollzogen. Zukünftig ist ein rein kostenrechnerischer Ansatz bei den Festlegungen zu jeder freiwilligen Selbstverpflichtung der Betreiber von Übertragungsnetzen bezüglich der Anerkennung der Kosten für jedes Kraftwerk in der Netzreserve zu berücksichtigen. Prozesse der Kostenprüfung sowie Berechnungstools sind hierfür neu aufzusetzen. Hierbei werden z. B. auch Opportunitätskosten und der anteilige Werteverbrauch für jedes

Kraftwerk ermittelt und bei der Berechnung berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass jährlich 15 Kraftwerksblöcke stillgelegt werden, die daraufhin in die Netzreserve überführt werden sollen. Zudem sind Festlegungen hinsichtlich der Vergütung für die vorläufige Stilllegung und der Erweiterung der Vergütung bei Kraftwerken in der Netzreserve zu treffen. Ein geringer Mehrbedarf entsteht zudem bei der Kostenprüfung, die alle fünf Jahre durchgeführt wird. Insgesamt entsteht aus den neuen Regelungen ein Personalmehrbedarf von 6,47 Stellen. Von diesen entfallen 4,1 Stellen auf den höheren Dienst, 1,53 Stellen auf den gehobenen Dienst und 0,84 Stellen auf den mittleren Dienst.

Bei der neuen Festlegungskompetenz aus § 8 Absatz 1 und Absatz 2 i. V. m. § 27 Absatz 1 Nummer 21a StromNZV bezüglich der Anforderungen an die Abrechnung der Kosten der Vorhaltung von Minuten- und Sekundärregelleistung entsteht ein Personalmehrbedarf von 0,6 Stellen. Davon entfallen 0,4 Stellen auf den höheren Dienst, 0,1 Stellen auf den gehobenen Dienst und 0,1 Stellen auf den mittleren Dienst.

Bei der neuen Festlegungskompetenz aus § 8 Absatz 1 Satz 3 i. V. m. § 27 Absatz 1 Nummer 3b StromNZV bezüglich der Bestimmung von Regelarbeitspreisen und Regelleistungspreisen in einem Einheitspreisverfahren entsteht ein Personalmehrbedarf von 0,6 Stellen. Davon entfallen 0,4 Stellen auf den höheren Dienst, 0,1 Stellen auf den gehobenen Dienst und 0,1 Stellen auf den mittleren Dienst.

Bei der Öffnung der Bilanzkreise für Sekundärregelleistung nach § 26 Absatz 3 StromNZV entsteht im Hinblick auf die damit verbundene Festlegungskompetenz ein Personalmehrbedarf von 0,4 Stellen. Davon entfallen 0,2 Stellen auf den höheren Dienst, 0,1 Stellen auf den gehobenen Dienst und 0,1 Stellen auf den mittleren Dienst.

In der Tabelle 3 wird der wegfallende Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft und in der Tabelle 4 der weggefallene Erfüllungsaufwand für die Verwaltung aufgeführt.

Tabelle 1: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

| Lfd. Nummer | Regelung | Vorgabe | Normadressat | Zu erwartende Fälle | Erfüllungsaufwand |
|-------------|---------------------------|---|---|---|--|
| 1 | § 11 Absatz 2 EnWG | Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Berechnung der Netzplanung, Veröffentlichung, Dokumentation und Mitteilung der Spitzenkappung | Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Anlagenbetreiber | 30 Netzbetreiber betroffen | 282.240 Euro Personalaufwand pro Jahr (jährlicher Mehraufwand von etwa 720 Personentagen durch Aufbereitung und Übermittlung von Daten der Netzplanung an die BNetzA) |
| 2 | § 12 Absatz 4 Satz 1 EnWG | Erweiterung des Adressatenkreises zur Informationsbereitstellung für die Übertragungsnetz- und Verteilernetzbetreiber | Betreiber von Anlagen zur Speicherung von Elektrizität oder Erdgas sowie Anbieter von Lastmanagement (alle übrigen Verpflichteten sind bereits nach geltender Rechtslage zur Informationsbereitstellung verpflichtet) | Ca. 1000 Speicheranlagenbetreiber und bis zu 1000 Anbieter von Lastmanagement | 196.000 Euro Personalaufwand pro Jahr (jährlicher Aufwand von etwa 25 Personenmonaten für die Bereitstellung der Informationen); Kosten in Höhe von 100.000 Euro pro Jahr für die Bereitstellung von Echtzeit-Daten |
| 3 | § 12 Absatz 5 EnWG | Informationsübermittlungspflichten im Rahmen des Monitorings nach § 51 EnWG | Betreiber von Übertragungsnetzen und Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen | | Kein Mehraufwand zu erwarten, da die Informationen standardmäßig vorliegen sollten bzw. der bisherige § 12 Absatz 5 EnWG gestrichen wird |
| 4 | § 12a EnWG | Berücksichtigung der Spitzenkappung bei dem Szenariorahmen | Betreiber von Übertragungsnetzen | Siehe Nummer 1 | Siehe Nummer 1 |
| 5 | § 12b EnWG | Berücksichtigung der Spitzenkappung beim Netzentwicklungsplan | Betreiber von Übertragungsnetzen | Siehe Nummer 1 | Siehe Nummer 1 |
| 6 | § 13 Absatz 5 EnWG | Abrechnung der Bilanzkreise durch die Betreiber von Übertragungsnetzen auch bei Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG | Betreiber der Übertragungsnetze und Bilanzkreisverantwortliche | Zu vernachlässigende Anzahl | Vernachlässigbar, da sehr geringe Fallzahl |
| 7 | § 13a Absatz 2 und 3 EnWG | Änderungen der Regelungen über die angemessene Vergütung von Redispatch-Maßnahmen. | Betreiber von Energieerzeugungsanlagen, Betreiber von Übertragungsnetzen und gegebenenfalls Betreiber von | | Vernachlässigbar, da nur Präzisierung bestehender Regelungen |

Tabelle 1: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

| Lfd. Nummer | Regelung | Vorgabe | Normadressat | Zu erwartende Fälle | Erfüllungsaufwand |
|-------------|------------------------------|--|---|--|--|
| 8 | § 13b und § 13d EnWG | Stilllegung von Erzeugungsanlagen; Netzreserve; bis zu 2 GW Neuanlagen | Elektrizitätsverteilernetzen Anlagenbetreiber und Betreiber von Übertragungsnetzen | | Vernachlässigbar, da bloße Präzisierung der bestehenden Regelung; für den Erfüllungsaufwand der bis zu 2 Gigawatt Neuanlagen wird auf die Ausführungen unter Ziffer 12 verwiesen |
| 9 | § 13c EnWG | Änderungen der Regelungen über die Kostenerstattung bei vorläufigen Stilllegungen von Anlagen | Betreiber von Übertragungsnetzen und Anlagenbetreiber | Einmalig 4 Fälle bei den Betreibern der Übertragungsnetze und 12 Fälle bei den Anlagenbetreibern | Einmalig jeweils 10 Personentage, insgesamt 160 Personentage; der Personalaufwand beläuft sich einmalig auf insgesamt 62 720 Euro |
| 10 | § 13e EnWG | Eckpunkte der Kapazitätsreserve | Betreiber von Energieerzeugungsanlagen und Betreiber von Übertragungsnetzen | Es wird auf die Ausführungen in der Verordnung nach § 13h EnWG verwiesen | Es wird auf die Ausführungen in der Verordnung nach § 13h EnWG verwiesen |
| 11 | § 13h EnWG | Verordnungsermächtigung für die Kapazitätsreserve | Betreiber von Energieerzeugungsanlagen und Betreiber von Übertragungsnetzen | Es wird auf die Ausführungen in der Verordnung nach § 13h EnWG verwiesen | Es wird auf die Ausführungen in der Verordnung nach § 13h EnWG verwiesen |
| 12 | § 16 Absatz 3 EnWG | Abrechnung der Bilanzkreise durch die Marktgebietsverantwortlichen bei Anpassungen nach § 16 Absatz 2 EnWG | Marktgebietsverantwortliche | Zu vernachlässigende Anzahl | Vernachlässigbar, da sehr geringe Fallzahl |
| 13 | § 35 Absatz 1 Nummer 12 EnWG | Ausweitung des Kraftwerksmonitoring auch auf Kapazitäten für einen Brennstoffwechsel | Betreiber von Energieerzeugungsanlagen | Zu vernachlässigende Anzahl | Kein Mehraufwand zu erwarten, da bloße Ergänzung des Kraftwerksmonitorings |
| 14 | § 51a EnWG | Erhebung von Informationen zu Lastmanagement von Unternehmen/ Unternehmensvereinigungen für die Zwecke des Versorgungssicherheits-Monitorings nach § 51 EnWG | Unternehmen und Unternehmensvereinigungen (Großverbraucher) | Etwas 500 Fälle pro Abfrage (alle zwei Jahre) | Ca. 50 000 Euro (jährlich) |

Tabelle 1: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

| Lfd. Nummer | Regelung | Vorgabe | Normadressat | Zu erwartende Fälle | Erfüllungsaufwand |
|-------------|-------------------------------------|--|---|---|---|
| 15 | § 111d Absatz 2 EnWG | Datenübermittlungspflichten an die BNetzA | Betreiber von Übertragungsnetzen und Primäreigentümer (Kraftwerksbetreiber) nach der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 | Etwa 5 Fälle pro Jahr | Einmaliger Umstellungsaufwand: 50 000 Euro; zusätzlicher Erfüllungsaufwand pro Jahr: 7 500 Euro; eine neue Informationspflicht mit Kosten von 7 500 Euro jährlich (im Erfüllungsaufwand enthalten) |
| 16 | § 18 StromNEV | Wegfall der vermiedenen Netzentgelte für Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen ab 2021 | Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen, Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen | Zu vernachlässigende Anzahl | Kein Mehraufwand, da ab 2021 keine Anträge mehr zu stellen sind |
| 17 | § 8 Absatz 2 Satz 5 Strom-NZV | Pflicht zur Abrechnung der Bilanzkreise durch die Betreiber von Übertragungsnetzen auch bei Notfallmaßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG | Betreiber von Übertragungsnetzen und Bilanzkreisverantwortliche | Zu vernachlässigende Anzahl | Vernachlässigbar, da sehr geringe Fallzahl |
| 18 | § 26 Absatz 3 StromNZV | Öffnung der Bilanzkreisverträge für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung | Bilanzkreisverantwortliche | Umbuchungsprozesse zwischen den Bilanzkreisverantwortlichen (250 Stunden) Erarbeitung standardisierter Prozesse zur Zusammenarbeit Bilaterale Abstimmungen zwischen Lieferanten und Aggregatoren (40 Fälle) | Jährlich etwa 1,5 Personenmonate; der Personalaufwand beläuft sich auf etwa 11 760 Euro Einmalaufwand von etwa 5,5 Personenmonaten; der Personalaufwand beläuft sich auf einmalig insgesamt 43 120 Euro Jährlich etwa 4 Personenmonate; der Personalaufwand beläuft sich auf etwa 31 360 Euro |
| 19 | § 3 Absatz 2 Satz 3 NetzResV | Erstellung einer ergänzenden Langfristanalyse hinsichtlich des Netzreservebedarf | Betreiber von Übertragungsnetzen und Betreiber von Netzreserveanlagen | Einmalig ein Fall, gegebenenfalls jährlich ein Fall | Ca. 125 000 Euro (sicher einmalig, gegebenenfalls jährlich) |
| 20 | § 6 Absatz 1 Sätze 3 bis 5 NetzResV | Erstattung von Opportunitäten und anteiligem Werteverbrauch für weiterverwertbare Anlagen und Grundstücke in der Netzreserve, im Falle der endgültigen Stilllegung | Betreiber von Übertragungsnetzen | Einmalig 4 Fälle | Einmalig insgesamt 80 Personentage; der Personalaufwand beläuft sich einmalig auf 31 360 |

Tabelle 1: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

| Lfd. Nummer | Regelung | Vorgabe | Normadressat | Zu erwartende Fälle | Erfüllungsaufwand |
|-------------|--|---|--|--|---|
| 21 | § 6 Absatz 2 i.V.m. §§ 9, 11 NetzResV | Anpassung der Verträge mit den Betreibern der Netzreserveanlagen | Betreiber von Übertragungsnetzen und Anlagenbetreiber | Einmalig 4 Fälle bei den Betreibern der Übertragungsnetze und 12 Fälle bei den Anlagenbetreibern | Euro Einmalig jeweils 10 Personentage, insgesamt 160 Personentage; der Personalaufwand beläuft sich einmalig auf insgesamt 62 720 Euro |
| 22 | § 8 Absatz 1 Satz 1 NetzResV | Darlegung des Netzreservebedarfs im Falle eines Neubaus | Betreiber von Übertragungsnetzen | Zu vernachlässigende Anzahl | Vernachlässigbar, da bloße Präzisierung der bestehenden Regelung |
| 23 | § 11 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 NetzResV | Erstattung des anteiligen Werteverbrauchs für weiterverwertbare Anlagen und Grundstücke in der Netzreserve im Falle der vorläufigen Stilllegung | Betreiber von Übertragungsnetzen | Einmalig 4 Fälle | Einmalig insgesamt 80 Personentage; der Personalaufwand beläuft sich einmalig auf 31 360 Euro |
| 24 | § 57 Absatz 3 EEG 2014 | Wegfall der vermiedenen Netzentgelte für Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen ab 2021 | Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen; Netzbetreiber | Siehe Nummer 16 | Siehe Nummer 16 |

Tabelle 2: Neuer Erfüllungsaufwand für die Verwaltung

| Lfd. Nummer | Regelung | Vorgabe | Normadressat | Zu erwartende Fälle | Erfüllungsaufwand |
|-------------|---|--|---------------------------------------|---------------------------------|-----------------------|
| 1 | § 11 Absatz 2 Satz 2 EnWG | Veröffentlichung, Dokumentation und Mitteilung der Spitzenkappung | Landesregulierungsbehörden und BNetzA | Monatlich anfallende Auswertung | 3,8 Personen (BNetzA) |
| 2 | § 12 Absatz 5 Satz 1 Nummer 4 EnWG | Anforderung von Informationen zur Mindestzeugung von Netzbetreibern | BNetzA | Einmal jährlich | 0,4 Personen |
| 3 | § 13c Absatz 2 i.V.m. § 6 Absatz 2 NetzResV | Änderung der Regelungen zur Kostenerstattung für Anlagen der Netzreserve | BNetzA | 15 Fälle jährlich | 6,47 Personen |
| 4 | § 13e | | BMW i | Überprüfung des | 0,2 Personen (BMW i) |

| Tabelle 2: Neuer Erfüllungsaufwand für die Verwaltung | | | | | | |
|---|---|---|---|---|------------------------------|--|
| Lfd. Nummer | Regelung | Vorgabe | Normadressat | Zu erwartende Fälle | Erfüllungsaufwand | |
| | EnWG | Kapazitätsreserve; Bestimmung des Umfangs, Monitoring | BNetzA | Umfangsfortlaufende Überwachung | 3,2 Personen (BNetzA) | |
| 5 | § 13g Absatz 8 EnWG | Monitoring der Stilllegung von Braunkohlekraftwerken im Jahr 2018 | BMWi Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) | Überprüfung der Einsparung von Kohlendioxidemissionen | 0,2 Personen (BMUB) | |
| 6 | § 13j Absatz 4 EnWG | Festlegungskompetenz zur Anpassung des Umfangs der Kapazitätsreserve | BNetzA | Zwei Festlegungen | 3,1 Personen | |
| 7 | § 13j Absatz 1 EnWG | Nähere Ausgestaltung der Festlegungskompetenz hinsichtlich der angemessenen Vergütung für Maßnahmen nach § 13a Absatz 1 Nummer 2 EnWG | BNetzA | Anpassung der Festlegung | 1,8 Personen | |
| 8 | § 51a i.V.m. § 12 Absatz 5 Nummer 5 EnWG | Monitoring des Lastmanagement und Informationsrechte | BMWi BNetzA | Laufendes Monitoring | 0,5 Personen 6,1 Personen | |
| 9 | § 56 EnWG | Erweiterung der Aufgaben der Regulierungsbehörde zur Umsetzung von europäischem Recht | BNetzA | Jährlich 16 Genehmigungen für Betreiber von Übertragungsnetzen, Mitwirkung bei 16 Entscheidungen durch ACER und andere Regulierungsbehörden | 4,3 Personen | |
| 10 | § 63 Absatz 2, Absatz 2a und Absatz 3a EnWG | Berichtspflichten zum Monitoring der Versorgungssicherheit, zur Netzreserve, zur Kapazitätsreserve sowie über die Mindestenergie bestimmter Anlagen | BMWi | Alle zwei Jahre Berichtspflichten | 0,5 Personen | |
| 11 | § 63 Absatz 3a EnWG | Bericht über die Mindestenergie bestimmter Anlagen | BNetzA | Analyse der Daten zur Mindestenergie, Evaluierung | 3,2 Personen | |

| Tabelle 2: Neuer Erfüllungsaufwand für die Verwaltung | | | | | | | |
|---|---|--|---------------------|---|---|--|--|
| Lfd. Nummer | Regelung | Vorgabe | Normadressat | Zu erwartende Fälle | Erfüllungsaufwand | | |
| 12 | § 111d EnWG | Einrichtung und Betrieb einer nationalen Informationsplattform; Festlegungskompetenzen | BNetzA BMW i | etc. Einmalig einrichten und weiterentwickeln, monatlich betreiben Fachaufsicht | 7,3 Personen Entwicklungskosten bis 2018: ca. 1,25 Millionen Euro; laufende Kosten ca. 750 000 Euro jährlich 0,5 Personen | | |
| 13 | § 111e EnWG | Einrichtung und Betrieb des Marktstammdatenregisters | BNetzA | Einmalig einrichten und weiterentwickeln, monatlich betreiben | 6,7 Personen | | |
| 14 | § 111f Nummer 15 EnWG | Verordnungsermächtigung zur Ausgestaltung des Marktstammdatenregisters | BMW i BNetzA | Festlegungskompetenz, hinsichtlich der registrierungspflichtigen Personen und der Daten | 0,3 Personen 0,6 Personen | | |
| 15 | § 53 Absatz 3 Satz 2 und 3 GWB | Bericht zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie | BKartA | Turnusmäßige Analyse der sachlichen und räumlichen Marktangaben, Datenanalysen | 2 Personen | | |
| 16 | § 8 Absatz 1 und 2 i.V.m. § 27 Nummer 21a StromNZV | Festlegungskompetenz bezüglich der Anforderungen an die Abrechnung der Kosten der Vorhaltung von Sekundärregelleistung | BNetzA BMW i | 1 Festlegung treffen Fachaufsicht | 0,6 Personen 0,5 Personen | | |
| 18 | § 8 Absatz 1 Satz 3 i.V.m. § 27 Absatz 1 Nummer 3b StromNZV | Festlegungskompetenz bezüglich der Bestimmung von Regularisierungspreisen und Regelleisungspreisen in einem Einheitspreisverfahren | BNetzA | 1 Festlegung treffen | 0,6 Personen | | |

| Tabelle 2: Neuer Erfüllungsaufwand für die Verwaltung | | | | | |
|---|------------------------|---|-----------------|--|----------------------------|
| Lfd. Nummer | Regelung | Vorgabe | Normadressat | Zu erwartende Fälle | Erfüllungsaufwand |
| 19 | § 26 Absatz 3 StromNZV | Ausweitung der Bilanzkreise für Sekundärregelung | BNetzA | 1 Festlegung anpassen | 0,4 Personen |
| 20 | § 3 Absatz 2 NetzResV | Änderung der Regelungen der Netzreservebedarfsfeststellung; Verlangen der Erstellung einer ergänzenden Langfristanalyse hinsichtlich des Netzreservebedarfs | BNetzA BMW i | Überprüfung der erweiterten Marktmodellierungen und Netzanalysen der ÜNB und Durchführung eigener Netzanalysen Fachaufsicht | 2 Personen 0,5 Personen |

| Tabelle 3: Weggefallener Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft | | | | | |
|---|--------------------|--|---|--|--|
| Lfd. Nummer | Regelung | Vorgabe | Normadressat | Weggefallener Aufwand | |
| 1 | §§ 111e, 111f EnWG | Meldungen durch Unternehmen des Strom- und Gasmarkts an das Marktstammdatenregister sorgen für geringeren Erfüllungsaufwand im Zusammenhang mit anderen Meldeprozessen (u. a. § 12 Absatz 4 EnWG, Stammdatenmeldungen nach EnStatG, Datenaustausch zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern nach dem KWKG, das Kraftwerksabschlussregister nach § 9 Kraft-NAV, Stammdatenmeldungen nach der Systemstabilitätsverordnung, Herkunftsnachweisregister nach § 79 Absatz 3 EEG 2014) | u. a. Betreiber von Stromerzeugungs- und Gasproduktionsanlagen, Strom- und Gasnetzbetreiber | Die zentrale Meldung von Stammdaten bei der BNetzA verringert den Erfüllungsaufwand im Zusammenhang mit anderen Meldeprozessen (u. a. § 12 Absatz 4 EnWG, Stammdatenmeldungen nach EnStatG, Datenaustausch zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern nach dem KWKG, das Kraftwerksabschlussregister nach § 9 Kraft-NAV, Stammdatenmeldungen nach der Systemstabilitätsverordnung, Herkunftsnachweisregister nach § 79 Absatz 3 EEG 2014) Eine Prognose über den Umfang des wegfallenden Erfüllungsaufwands kann erst mit der näheren Ausgestaltung der im Register zu erfassenden Daten und des Datenabgleichs mit anderen Meldeprozessen durch die Verordnung nach § 111f erfolgen | |

| Tabelle 4: Weggefallener Erfüllungsaufwand für die Verwaltung | | | | | | |
|---|--------------|--|--------------|---------------------|-----------------------|---------------------|
| Lfd. Nummer | Regelung | Vorgabe | Normadressat | Zu erwartende Fälle | Weggefallener Aufwand | Aufwand |
| 1 | § 6 EEG 2014 | Integration des bestehenden Anlagenregisters in das Marktstammdatenregister nach § 111f EnWG | BNetzA | s.o. zu § 111e EnWG | s.o. zu § 111e EnWG | s.o. zu § 111e EnWG |

11. Weitere Kosten

Unmittelbare Auswirkungen auf die Einzelpreise, das allgemeine Preisniveau oder das Verbraucherpreisniveau sind nicht zu erwarten.

12. Weitere Gesetzesfolgen

Im Zuge der nach § 2 der Gemeinsamen Geschäftsordnung der Bundesministerien (GGO) vorzunehmenden Relevanzprüfung sind unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Lebenssituation von Männern und Frauen keine Auswirkungen auf die Gleichstellung von Männern und Frauen erkennbar. Demographische Auswirkungen sind ebenfalls nicht ersichtlich.

VII. Befristung; Evaluation

Eine Befristung des Gesetzes ist geprüft und abgelehnt worden, da das Gesetz auf Dauer angelegt ist und eine Befristung mit der langfristig angelegten Transformation des Energieversorgungssystems und den Zielen und Grundsätzen des Strommarktes nach den §§ 1 und 1a EnWG nicht vereinbar wäre. Ziel der Bundesregierung ist es, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems langfristig auch bei einer jährlichen Steigerung der installierten Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und der Beendigung der Nutzung der Kernenergie bis zum Jahr 2022 zu gewährleisten. Die unbefristete Geltung der Regelungen insbesondere im EnWG garantiert den Kraftwerksbetreibern langfristige Planungs- und Investitionssicherheit.

Zum Zweck der Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird auch die Befristung der Netzreserveverordnung zum 31. Dezember 2017 aufgehoben. Mit der Befristung wurde seinerzeit eine Übergangsregelung bis zu einer Entscheidung im Hinblick auf den zukünftigen Rahmenbedingungen des Energiemarktes geschaffen. Die Netzreserve gewährleistet zu angemessenen Kosten den sicheren Netzbetrieb und ist erforderlich, bis wichtige Netzausbauvorhaben fertiggestellt werden. Mit der Entscheidung für eine Weiterentwicklung des Strommarktes und gegen einen Kapazitätsmarkt und vor dem Hintergrund noch nicht fertig gestellter wichtiger Netzausbauvorhaben ist zukünftig ein Reservesystem notwendig, mit dem unter Berücksichtigung zwischenzeitlicher Netzengpässe auch nach Beendigung der Nutzung der Kernenergie ausreichend Erzeugungskapazitäten zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems vorgehalten werden. Die Wirksamkeit und Notwendigkeit der Regelungen der Netzreserve nach § 13d EnWG und der Netzreserveverordnung werden regelmäßig von dem BMWi überprüft und 2022 der Evaluation unterzogen, ob eine Fortgeltung der Regelungen über den 31. Dezember 2023 hinaus notwendig ist.

Die Regelungen der Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG und die Regelungen der Rechtsverordnung zu der Kapazitätsreserve nach § 13h werden im Grundsatz unbefristet erlassen. Die Kapazitätsreserve soll ab dem Winterhalbjahr 2017/2018 den Übertragungsnetzbetreibern dauerhaft Kapazitäten außerhalb der Strommärkte zur Verfügung stellen, die auch nach dem Kernenergieausstieg schnell auf Leistungsbilanzdefizite infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten reagieren können. Die Regelungen werden daher nicht befristet. Damit wird gewährleistet, dass die Stromversorgung auch nach dem endgültigen Ausstieg aus der Kernenergie und nach erfolgter Marktberreinigung durch den Abbau bestehender Überkapazitäten abgesichert wird.

Neben der Kapazitätsreserve werden ab dem Jahr 2016 schrittweise Braunkohlekraftwerke aus dem Markt genommen und vorläufig stillgelegt. Die in die Sicherheitsbereitschaft überführten Braunkohlekraftwerke bleiben aus Klimaschutzgründen jeweils nur für vier Jahre in der Sicherheitsbereitschaft und werden im Anschluss – ab dem Winterhalbjahr

2020/2021 – stillgelegt. 2018 soll eine Evaluierung erfolgen, ob die Klimaziele, die mit der Stilllegung von Braunkohlekraftwerken verfolgt werden, erreicht werden.

Die Bundesregierung evaluiert und überwacht in regelmäßigen Abständen die Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung der Netzreserve sowie der Kapazitätsreserve. Die BNetzA führt regelmäßig ein Monitoring durch. Daher sind auch eine periodische Evaluierung des Gesetzes und der mit ihm verfolgten Ziele vorgesehen. Dazu dienen insbesondere die Berichtspflichten nach § 63 EnWG (§ 63 Absatz 2, Absatz 2a, und Absatz 3a).

B. Besonderer Teil

Zu Artikel 1 (Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes)

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Die Regelungen in den Buchstaben a bis f sind redaktionelle Folgeänderungen der Änderungen in Artikel 1 Nummer 2 (§ 1 EnWG) und Artikel 1 Nummer 3 (§ 1a EnWG) (Buchstabe a), in Artikel 1 Nummer 6 (§ 12 EnWG) (Buchstabe b), in Artikel 1 Nummer 9 (§§ 13 bis 13j EnWG) (Buchstabe c), in Artikel 1 Nummer 17 (§ 51a EnWG) (Buchstabe d), in Artikel 1 Nummer 19 (§ 53b EnWG) (Buchstabe e) sowie in Artikel 1 Nummer 28 (§§ 111d bis 111f EnWG) (Buchstabe f). Hintergrund der Änderungen bei den Angaben zu den §§ 13 bis 13j EnWG ist die Neustrukturierung der §§ 13ff. EnWG, die aus Gründen der Vereinfachung und Rechtsklarheit vorgenommen wird.

Zu Nummer 2 (§ 1 EnWG)

Zu Buchstabe a

Die Änderung der Überschrift trägt der Aufnahme der Zielbestimmungen in § 1 Absatz 4 EnWG Rechnung. Künftig soll zwischen dem Zweck und den Zielen des EnWG differenziert werden. Die Zielbestimmungen dienen dazu, den Zweck nach § 1 Absatz 1 EnWG zu erreichen.

Zu Buchstabe b

In § 1 wird ein Absatz 4 eingefügt, um die Ziele eines weiterentwickelten Strommarktes gesetzlich zu verankern. In § 1 Absatz 1 ist der Zweck des EnWG bereits geregelt.

Die Zweckbestimmungen des § 1 Absatz 1 EnWG bleiben hiervon unberührt. Dies gilt auch für den Zweck des § 1 Absatz 1, eine verbraucherfreundliche Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas zu gewährleisten, insbesondere die Strom- und Gasversorgung für Haushaltskunden zu angemessenen Preisen und Vertragskonditionen sicherzustellen und grundlegende Verbraucherrechte zu gewährleisten.

Die Zweckbestimmungen nach Absatz 1 dienen als Leitlinien des Energiewirtschaftsrechts und können bei der Anwendung und Auslegung der übrigen Bestimmungen herangezogen werden. Bezogen auf die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze sind bereits heute in § 1 Absatz 2 EnWG Zielbestimmungen enthalten.

Zusätzlich werden vier Zielbestimmungen in § 1 Absatz 4 aufgenommen, die dazu dienen, die Zwecke des § 1 Absatz 1 zu erreichen. Sie gehen auf die Grundsatzentscheidung für einen weiterentwickelten Strommarkt („Strommarkt 2.0“), die Absicherung des Strommarktes durch Einführung einer Kapazitätsreserve an Stelle eines Kapazitätsmarktes sowie die zunehmende Integration der europäischen Strommärkte zurück. Dieses Gesetz verfolgt die Ziele, den Stromsektor so zu gestalten, dass die Stromversorgung weiterhin sicher, kosteneffizient und umweltverträglich sowie zu angemessenen Preisen erfolgt. Insbeson-

dere soll ein zuverlässiger Rahmen zur Refinanzierung der benötigten Kapazitäten geschaffen werden. Gleichzeitig sollen die Marktmechanismen gestärkt und die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Die erste Zielbestimmung hebt daher die Notwendigkeit der langfristig wettbewerblichen und damit freien Strompreisbildung sowie die Stärkung der Preissignale an den Strommärkten für Erzeuger und Verbraucher hervor. Insbesondere durch den Abbau von Überkapazitäten kann es künftig zu Preisspitzen kommen. Um die Preissignale an den Strommärkten zu stärken, soll die Preisbildung frei von regulatorischen Eingriffen bleiben. Die Zielsetzung verankert daher den Grundsatz, dass in einem weiterentwickelten Strommarkt die Preisbildung wettbewerblich erfolgt und frei bleibt. Auftretende Preisspitzen ermöglichen zusätzliche Deckungsbeiträge und damit die Refinanzierung auch für selten eingesetzte konventionelle Stromerzeugungskapazitäten und können ausreichend Investitionen in neue Anlagen anreizen. Sie steigern zudem den Anreiz für Bilanzkreisverantwortliche, sich insbesondere über (langfristige) Lieferverträge und Optionsverträge abzusichern. Für die Funktionsfähigkeit des „Strommarktes 2.0“ sind die wettbewerbliche Preisbildung und die Zulassung von Preisspitzen daher von essentieller Bedeutung. Der Gedanke wurde daher auch in anderen Regelwerken verankert (z. B. in der Erklärung vom 8. Juni 2015; diese Erklärung ist auf der Internetseite des BMWi veröffentlicht (<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/joint-declaration-for-regional-cooperation-on-security-of-electricity-supply-in-the-framework-of-the-internal-energy-market,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>)). Die Zielsetzung gibt den Akteuren der Energiewirtschaft, insbesondere Investoren und Bilanzkreisverantwortlichen, somit ein klares Signal, dass im Strommarkt auch hohe Preisspitzen möglich sind und zugelassen werden sowie dass sich der Markt weiter flexibilisieren sollte. Durch diese Zielsetzung sollen in der Transformationsphase des Strommarktes insbesondere die Zwecke einer preisgünstigen und sicheren Elektrizitätsversorgung erreicht werden.

Die zweite Zielsetzung regelt den Grundsatz, dass der „Strommarkt 2.0“ jederzeit den Ausgleich von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten ermöglichen soll. Dies soll mit marktlichen Instrumenten gewährleistet werden. In einem weiterentwickelten Strommarkt sollen ausreichend Kapazitäten vorhanden sein, um Angebot und Nachfrage jederzeit auszugleichen (Vorhaltefunktion des Strommarktes). Systembilanzungleichgewichte sollen auch langfristig vermieden werden. Hierzu werden die Regelungen des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems als zentrales Instrument für eine sichere Stromversorgung angepasst. Zudem wird eine Kapazitätsreserve eingeführt, um die Stromversorgung zusätzlich abzusichern. Durch diese Zielsetzung soll insbesondere der Zweck der Versorgungssicherheit erreicht werden.

Die dritte Zielbestimmung beinhaltet, dass in einem weiterentwickelten Strommarkt 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 (Einsatzfunktion des Strommarktes). Insbesondere soll das Potenzial bestehender Flexibilitätsoptionen künftig verstärkt genutzt werden, um die Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch möglichst sicher, kosteneffizient und umweltverträglich zu gewährleisten. Auf diese Weise kann die Systemtransformation des Stromversorgungssystems optimiert werden. Durch diese Zielsetzung soll der Zweck des § 1 Absatz 1 EnWG verwirklicht werden.

Schließlich wird eine vierte Zielbestimmung aufgenommen, die dem Umstand Rechnung trägt, dass der deutsche Strommarkt zunehmend in den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt integriert ist. Danach verfolgt das Gesetz das Ziel, im Bereich der leitungsgelassenen Versorgung mit Elektrizität den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt zu stärken sowie die Zusammenarbeit insbesondere mit den an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Staaten, mit der Schweizerischen Eidgenossenschaft, mit dem Königreich Norwegen und dem Königreich Schweden zu intensivieren. Die Vorteile eines gestärkten und liberalisierten Elektrizitätsbinnenmarktes sollen für eine kosteneffizien-

ente Gewährleistung der Versorgungssicherheit genutzt werden. Darüber hinaus sollen mögliche Synergien aus einer verstärkten Zusammenarbeit mit diesen Staaten genutzt werden und dadurch auch die Erklärung zu regionaler Kooperation zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbinnenmarkt vom 8. Juni 2015 (Erklärung vom 8. Juni 2015) umgesetzt werden. Dies soll gewährleisten, dass mit den aufgeführten Staaten ein höheres Maß an Vernetzung und Marktkopplung besteht als mit anderen Mitgliedstaaten und sich die Strommärkte künftig immer stärker gegenseitig beeinflussen und absichern können.

Zu Nummer 3 (§ 1a EnWG)

In § 1a EnWG wird das Normprogramm zur Weiterentwicklung des Strommarktes gesetzlich verankert. § 1a EnWG statuiert die Grundsätze des Strommarktes und der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität. Die Grundsätze schaffen klare rechtliche Rahmenbedingungen für die Teilnahme am Strommarkt und setzen damit die Grundsatzentscheidung aus dem Weißbuch für einen optimierten „Strommarkt 2.0“ um. Dadurch soll insbesondere für Energieversorgungsunternehmen und Stromgroßhändler die Planungs- und Investitionssicherheit erhöht werden. Gleichzeitig verankern die Grundsätze auch Inhalte der Erklärung vom 8. Juni 2015.

Ein weiterentwickelter „Strommarkt 2.0“ kann nur funktionieren, wenn der Grundsatz einer wettbewerblichen und regulatorisch freien Preisbildung gesetzlich verankert wird. Durch Absatz 1 wird die Zielbestimmung nach § 1 Absatz 4 Nummer 1 EnWG umgesetzt. Absatz 1 stellt klar, dass sich der Preis für Elektrizität nach wettbewerblichen Grundsätzen frei am Strommarkt durch Angebot und Nachfrage bildet. Davon unberührt sind die von den Börsen für den vortägigen oder untertägigen Spotmarkthandel festgelegten technischen Maximalpreise. Satz 2 statuiert ein klares Signal an Investoren, dass die Strompreise an den Börsen und im außerbörslichen Handel regulatorisch nicht beschränkt werden sollen.

Absatz 2 regelt in Satz 1 den Grundsatz, dass das Bilanzkreis- und Ausgleichensystem eine zentrale Bedeutung für die Gewährleistung der Elektrizitätsversorgungssicherheit hat. Daher soll nach Satz 2 mit dem Gesetz die Bilanzkreistreue der Bilanzkreisverantwortlichen durch das Ausgleichensystem sowie eine ordnungsgemäße Bewirtschaftung der Bilanzkreise sichergestellt werden. Dies gewährleistet, dass der „Strommarkt 2.0“ seine Synchronisierungsaufgabe erfüllt. Dieser Grundsatz ist im Zusammenhang mit den Änderungen in § 13 Absatz 5 EnWG und in der Stromnetzzugangsverordnung zu sehen.

Absatz 3 Satz 1 regelt den Grundsatz, dass in einem weiterentwickelten Strommarkt insbesondere auf eine Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage hingewirkt werden soll. Künftige Maßnahmen sollen verstärkt darauf überprüft werden, ob sie der Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage entgegenstehen. Satz 2 verankert den Grundsatz, dass durch einen Wettbewerb aller Flexibilitätsoptionen auf Erzeugungs- und Nachfrageseite sowie eine effiziente Kopplung des Wärme- und des Verkehrssektors mit dem Elektrizitätssektor die Kosten der Energieversorgung minimiert und die Versorgungssicherheit gestärkt werden sollen. Absatz 3 Satz 2 regelt zugleich die Elektromobilität als Bestandteil des weiterentwickelten Strommarktes. Diese Regelung steht im Zusammenhang mit der energiewirtschaftsrechtlichen Einordnung von Ladepunkten für Elektromobile als Letztverbraucher nach § 3 Nummer 25 EnWG. Als Schlüssel zu einer umweltverträglichen, zuverlässigen und bezahlbaren Mobilität können Elektromobile einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten. Dies erfordert den Aufbau einer bedarfsgerechten Ladeinfrastruktur. Ziel ist es, die erforderlichen rechtlichen Rahmenbedingungen zu schaffen, um den Markthochlauf der Elektromobilität zu unterstützen und durch die stärkere Integration der Ladeinfrastruktur für Elektromobile in das Elektrizitätsversorgungssystem einen Beitrag zu der Transformation zu einem nachhaltigen Energieversorgungssystem zu leisten.

Die Aufnahme von Absatz 4 legt den Grundsatz der Kosteneffizienz beim Netzausbau fest. Elektrizitätsversorgungsnetze sollen daher künftig bedarfsgerecht unter Berücksichtigung der wachsenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der Versorgungssicherheit sowie volkswirtschaftlicher Aspekte ausgebaut werden. Vor diesem Hintergrund sollen Netzbetreiber bei ihrer Planung künftig auch eine mögliche Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen berücksichtigen, um die Netze nicht für die „letzte Kilowattstunde“ auszubauen (siehe hierzu § 11 Absatz 2 EnWG).

Mit Absatz 5 wird der Transparenzgedanke im EnWG verankert. Dementsprechend soll mit dem neuen Abschnitt 9a eine nationale Informationsplattform und ein Marktstammdatenregister eingerichtet werden. Ziel des neu einzurichtenden Informationsportals für Strommarktdaten ist es, auf der Plattform relevante Strommarktdaten für Deutschland systematisch aufzubereiten und anwenderfreundlich der interessierten Öffentlichkeit darzustellen. Zugleich ist zu berücksichtigen, dass nicht alle verfügbaren Informationen öffentlich gemacht werden können, wenn ein wettbewerbskonformes Marktergebnis erzielt werden soll.

Mit Absatz 6 wird die Einbindung des Strommarktes in die europäischen Strommärkte und den Elektrizitätsbinnenmarkt geregelt und die stärkere europäische Zusammenarbeit verankert. Mit Satz 1 wird daher das Ziel aufgenommen, dass als Beitrag zur Vollendung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes eine stärkere Einbindung des Strommarktes in die europäischen Strommärkte sowie eine stärkere Angleichung der Rahmenbedingungen in den europäischen Strommärkten angestrebt werden soll. Dabei ist insbesondere die Zusammenarbeit der Bundesrepublik Deutschland mit den angrenzenden Staaten sowie mit dem Königreich Norwegen und dem Königreich Schweden von Bedeutung. Die Regelung dient dazu, die Erklärung vom 8. Juni 2015 umzusetzen. Satz 2 konkretisiert dieses Ziel und regelt, dass notwendige Verbindungsleitungen ausgebaut, die Marktkopplung und der grenzüberschreitende Stromhandel gestärkt und die Regelenergiemärkte sowie die vortägigen und untertägigen Spotmärkte stärker integriert werden sollen. Unter Marktkopplung werden dabei sowohl die vortägigen wie die untertägigen Verfahren verstanden, bei denen Aufträge, die gesammelt werden, miteinander abgeglichen und gleichzeitig zonenübergreifende Kapazitäten für verschiedene Gebotszonen auf dem vortägigen oder untertägigen Markt vergeben werden. Die Bedeutung der verstärkten regionalen Zusammenarbeit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird auch von der Europäischen Kommission in ihrer am 15. Juli 2015 veröffentlichten Mitteilung Comp (2015) 340 zur Einleitung des Prozesses der öffentlichen Konsultation zur Umgestaltung des Energiemarktes aufgegriffen.

Zu Nummer 4 (§ 3 EnWG)

Zu Buchstabe a

In § 3 Nummer 18c EnWG wird der Begriff der Erzeugungsanlage, der bislang in § 13 Absatz 1a Satz 1 EnWG legal definiert war, an zentraler Stelle im Rahmen der Begriffsbestimmungen verankert. Künftig wird der Begriff auch im Rahmen der Kapazitätsreserve sowie in anderen Regelungen gesetzlich verwendet. Es erscheint daher zur besseren Verständlichkeit sachgerecht, den Begriff im Rahmen der allgemeinen Begriffsbestimmungen in § 3 Nummer 18c EnWG zu definieren. Eine inhaltliche Änderung ist hiermit nicht verbunden.

In § 3 Nummer 18d EnWG wird der Begriff „europäische Strommärkte“, auf die u. a. in den §§ 12 und 51 EnWG Bezug genommen wird, gesetzlich definiert. Die Aufnahme einer eigenen Definition in § 3 EnWG dient der Rechtssicherheit und Rechtsklarheit. Unter die europäischen Strommärkte fallen die Strommärkte der Mitgliedstaaten der Europäischen Union sowie von dem Königreich Norwegen und der Schweizerischen Eidgenossenschaft. Die Strommärkte der Schweizerischen Eidgenossenschaft und von dem Königreich Norwegen werden für die Zwecke des Monitorings der Versorgungssicherheit zu den europä-

ischen Strommärkten gezählt, weil diese Strommärkte eng mit dem deutschen Strommarkt verbunden sind.

Zu Buchstabe b

Die Ergänzung der Definition des Letztverbrauchers in § 3 Nummer 25 EnWG stellt die Betreiber von Ladepunkten für Elektromobile hinsichtlich ihres Strombezugs im Rahmen des EnWG den Letztverbrauchern gleich.

Die Definition gilt nicht, soweit in anderen Gesetzen der Letztverbrauch ausdrücklich abweichend geregelt ist, wie insbesondere im EEG 2014 (§ 5 Nummer 24 EEG 2014).

Klarstellend wird darauf hingewiesen, dass die Rechtslage im Gassektor in Bezug auf den Gasbezug von Gaskraftfahrzeugen an Tankstellen hiervon unberührt bleibt.

Strom, der durch die Ladeeinrichtung selbst für den eigenen Betrieb verbraucht wird, war auch nach bestehender Rechtslage als Letztverbrauch einzuordnen. Durch die Neuregelung soll auch der durch die Ladepunkte an Elektrofahrzeuge abgegebene Strom dem Letztverbrauch gleichgestellt werden. Soweit Ladeeinrichtungen für Elektromobile aus mehreren Ladepunkten im Sinne der Richtlinie 94/2014/EU bestehen, steht der Strombezug jedes einzelnen Ladepunktes dem Letztverbrauch gleich und gilt der Betreiber jedes Ladepunktes in Bezug auf diesen Ladepunkt als Letztverbraucher. Betreibt eine Person mehrere Ladepunkte, ist sie in Bezug auf jeden einzelnen Ladepunkt ein Letztverbraucher. Auch mobile Ladepunkte sind Ladepunkte im Sinne des § 3 Nummer 25 EnWG. Soweit ein Letztverbraucher solche Ladepunkte als Teil einer bestehenden Kundenanlage betreibt, ist klargestellt, dass der Strombezug für den Ladepunkt energiewirtschaftsrechtlich dem Letztverbrauch des Betreibers der Kundenanlage zuzurechnen ist. Dies soll unabhängig davon gelten, wer Zugang zu diesem Ladepunkt hat und wie der Zugang zur Nutzung des Ladepunktes organisiert ist. Zugleich wird klargestellt, dass auch in öffentlichen und öffentlich zugänglichen Bereichen der Ladepunkt selbst, unabhängig von der Zugehörigkeit zu einer bereits bestehenden Kundenanlage, Letztverbraucher im Sinne der Regelung ist.

Ob der Betreiber einer Kundenanlage mit Ladepunkt oder in öffentlichen und öffentlich zugänglichen Bereichen des Ladepunktes selbst ein gewerblicher Kunde oder ein Haushaltskunde ist, richtet sich nach § 3 Nummer 22 EnWG.

Die energiewirtschaftsrechtlichen Pflichten gelten im Verhältnis zwischen dem Energielieferanten bzw. Netzbetreiber und dem Ladepunktbetreiber, nicht jedoch zwischen dem Ladepunktbetreiber und Elektrofahrzeugnutzer. Die Nutzung des Ladepunktes durch den Elektrofahrzeugnutzer stellt keinen Strombezug im Sinne des EnWG dar und wird gesondert geregelt.

Die Neuregelung lässt die bestehenden Pflichten der Energieversorgungsunternehmen sowie Netzbetreiber unberührt. Dies gilt auch für den Fall, dass Ladepunkte für Elektromobile von den Energieversorgungsunternehmen selbst betrieben werden. Auch in diesem Fall bleiben die Energieversorgungsunternehmen weiterhin zur Abführung aller gesetzlichen Umlagen verpflichtet. Dies schließt explizit auch die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage nach § 60 Absatz 1 Satz 1 EEG 2014 ein. Zur Verdeutlichung wird hier ein Beispiel angeführt: Ein Energieversorgungsunternehmen, das zugleich Betreiber des Ladepunktes ist und diesen Ladepunkt mit Strom beliefert, verbleibt sowohl im EnWG als auch nach § 5 Nummer 13 EEG 2014 Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Als Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist er daher nach § 60 Absatz 1 Satz 1 EEG 2014 wie bisher zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet.

Zu Buchstabe c und Buchstabe d

Der Begriff des Winterhalbjahres wird gesetzlich definiert. Auf den Begriff wird an verschiedenen Stellen dieses Gesetzes Bezug genommen. Danach umfasst ein Winterhalbjahr jeweils den Zeitraum vom 1. Oktober eines Jahres bis zum 31. März des Folgejahres.

Zu Nummer 5 (§ 11 EnWG)**Zu Buchstabe a**

Durch Absatz 2 erhält der Verteilernetzbetreiber mehr Flexibilität bei der Planung seines Netzes. Nach geltender Rechtslage muss ein Netzbetreiber sein Netz ausbauen, verstärken und optimieren, z. B. auch durch den Einsatz intelligenter Netztechnik (z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren), um den Bedarfen aller Netznutzer gerecht zu werden. Bestehende und nach den Bedarfsprognosen zu erwartende Netzengpässe sind zu vermeiden, um insbesondere die gesamte Energie der Stromerzeugungsanlagen aufzunehmen und weiterleiten zu können. Durch den neuen Absatz 2 erhält der Verteilernetzbetreiber die Option, in einem begrenzten Umfang die Spitzenkappung von Erneuerbare-Energien-Anlagen als Alternative bei der Netzplanung zu berücksichtigen. Damit eröffnet Absatz 2 dem Netzbetreiber die Möglichkeit, sein Netz nicht mehr auf die Aufnahme der letzten Kilowattstunde auszulegen, sondern es auf ein zur Gewährleistung des energiewirtschaftlichen Zwecks nach § 1 Absatz 1 EnWG i.V.m. § 1 EEG 2014 volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu dimensionieren.

Unberührt hiervon bleibt der Grundsatz der planerischen Gestaltungsfreiheit des Verteilernetzbetreibers. Die Netzplanung bleibt die alleinige Aufgabe des Netzbetreibers. Er bleibt dafür verantwortlich, seinen Netzausbau auf der Grundlage von sachgerechten Prognosen und Annahmen bedarfsgerecht zu dimensionieren. Durch die Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung erhält der Verteilernetzbetreiber eine zusätzliche Option. Inwiefern er diese Option nutzt, steht im Verantwortungsbereich des jeweiligen Netzbetreibers. Nach § 12a Absatz 1 Satz 4 und § 12b Absatz 1 Satz 3 EnWG sind die Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans verpflichtet, die Regelungen der Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG bei der Netzplanung anzuwenden.

Hierdurch wird das Ziel, selten auftretende Einspeisespitzen abzuregulieren, umgesetzt. Darüber hinaus sollen nicht nur Neuanlagen, sondern auch bestehende Wind- und Photovoltaikanlagen bei der Spitzenkappung berücksichtigt werden. Wenn dabei von einer „Anlage zur Erzeugung von Strom aus Windenergie“ gesprochen wird, sind davon die Windenergieanlagen an Land nach § 5 Nummer 35 EEG 2014 erfasst. Ohne die Einbeziehung von Bestandsanlagen im Rahmen der Netzplanung könnten die bestehenden Effizienzpotentiale nicht gehoben werden. Die Betreiber der bestehenden Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden weiterhin im Rahmen des Einspeisemanagements bei Netzengpässen nach § 15 EEG 2014 für die Abregelung ihrer Anlagen entschädigt und die Bestimmungen zum Engpassmanagement, insbesondere die Regelungen zur Abschaltreihenfolge, bleiben unverändert.

Selten auftretende Einspeisespitzen entstehen vor allem bei der Einspeisung von wetterabhängigen fluktuierenden erneuerbaren Energien. Die Einspeisung von Strom aus konventionellen Anlagen, KWK-Anlagen, Biomasseanlagen, Offshore-Windkraftanlagen oder Wasserkraftanlagen ist hingegen in der Regel konstanter. Daher beschränkt sich die Spitzenkappung im Rahmen der Netzplanung auf die für die Annahme von seltenen Erzeugungsspitzen relevanten Onshore-Windkraft- und Photovoltaikanlagen.

Der Wert von drei Prozent der Jahresarbeit je Onshore-Windkraft- und Photovoltaikanlage ergibt sich aus der Verteilernetzstudie, die im Auftrag des BMWi den Netzausbaubedarf auf Verteilernetzebene untersucht und Möglichkeiten zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs analysiert hat. Diese ist auf der Internetseite des BMWi veröffentlicht

(<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>). Hiernach liegt das volkswirtschaftliche Optimum für die Spitzenkappung bei einem anlagenscharfen Wert von maximal drei Prozent der Jahresenergie pro Windkraft- und Photovoltaikanlage. Die Studie empfiehlt daher für alle Spannungsebenen des Verteilernetzes maximal drei Prozent, da dieser Wert den Netzbetreibern einen ausreichenden Spielraum in der Netzplanung ermöglicht und die volkswirtschaftlichen Folgekosten in einem angemessenen Verhältnis zu den ersparten Netzausbaukosten halten soll. Bei einem höheren Wert würden die abgeregelten Strommengen und damit auch die Kosten der Abregelung sprunghaft ansteigen, so dass diese die Einsparungen beim Netzausbau übersteigen würden. Darüber hinaus könnten bei zu hohen Kappungsansätzen die neben dem Ziel der Kosteneffizienz weiterhin zu gewährleistenden wichtigen Ziele der Versorgungssicherheit und der Umweltverträglichkeit durch zu gering dimensionierte Netze gefährdet werden.

Im Rahmen seiner Netzberechnungen zur Netzplanung kann in einem ersten Schritt der Betreiber eines Verteilernetzes bzw. muss der Betreiber des Übertragungsnetzes eine Kappung von maximal drei Prozent der eingespeisten Jahresenergiemenge von jeder einzelnen geplanten oder bereits errichteten Anlage, die unmittelbar an sein Netz angeschlossen ist oder angeschlossen werden soll, berücksichtigen. Soweit für die Berücksichtigung von drei Prozent der eingespeisten Jahresenergiemenge in der Netzplanung die Energiemenge in Leistung umgerechnet werden muss, sollte dafür auf Verbandsebene ein standardisiertes Verfahren gefunden werden.

Allein dadurch würde allerdings kein Optimum bei der Einsparung von Netzausbaukosten erreicht. Ein vorgelagerter Netzbetreiber müsste dazu nämlich auch berücksichtigen, dass der Betreiber der jeweils nachgelagerten Spannungsebene möglicherweise auch eine Kappung der Windkraft- und Photovoltaikanlagen in seinem eigenen Netz vornimmt.

Ein Netzbetreiber, der bei seiner Netzplanung die Spitzenkappung berücksichtigt hat, muss diese Information veröffentlichen und der BNetzA, der zuständigen Landesregulierungsbehörde, dem vorgelagerten Netzbetreiber sowie dem Betreiber von Übertragungsnetzen nach Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 unverzüglich mitteilen. Hierfür reicht zunächst eine einfache Mitteilung auf der Internetseite des Netzbetreibers, dass der Netzbetreiber die Spitzenkappung der Planung zu Grunde gelegt hat, und z. B. eine elektronische Nachricht (Fax oder Email an die genannten Empfänger) aus. Die Information des vorgelagerten Netzbetreibers und des Betreibers eines Übertragungsnetzes ist erforderlich, damit diese im Rahmen ihrer Netzausbauplanung und Systemverantwortung die Wechselwirkungen infolge der Spitzenkappung auf nachgelagerten Netzebenen einbeziehen können. Darüber hinaus bleiben die Netzbetreiber nach den bestehenden Informations- und Kooperationspflichten dazu verpflichtet, die für die Wahrnehmung der Netzausbau- und Netzbetriebspflichten erforderlichen Informationen auszutauschen. Betreiber von Übertragungsnetzen müssen dann die Spitzenkappung nach § 12a Absatz 1 Satz 4 und § 12b Absatz 1 Satz 3 EnWG bei der Netzentwicklungsplanung berücksichtigen.

Der Netzbetreiber muss darüber hinaus die Netzausbauplanung und die Berechnung der Spitzenkappung für sachkundige Dritte verständlich und nachvollziehbar dokumentieren (Absatz 2 Satz 2 Nummer 3) und nach Satz 3 die Dokumentation auf Verlangen dem vorgelagerten Netzbetreiber, dem systemverantwortlichen Betreiber eines Übertragungsnetzes, einem Einspeisewilligen (im Sinne des § 12 EEG 2014) oder einem an das Netz angeschlossenem Anlagenbetreiber, der BNetzA sowie der zuständigen Landesregulierungsbehörde unverzüglich vorlegen. Sofern im Rahmen der Dokumentation besondere sicherheitsrelevante Aspekte aufgeführt sind, darf der Netzbetreiber diese Punkte schwärzen, bevor er die Dokumentation einem Einspeisewilligen oder Anlagenbetreiber vorlegt.

Satz 4 stellt klar, dass die Regelungen zur Systemverantwortung nach den §§ 13 und 14 EnWG und nach §§ 11, 14 und 15 EEG 2014 unberührt bleiben. Dies bedeutet insbeson-

dere, dass der Netzbetreiber bei auftretenden Netzengpässen die erforderlichen Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach den §§ 13, 14 EnWG in Verbindung mit den §§ 11, 14 und 15 EEG 2014 durchführt. Der operative Netzbetrieb ist von der Regelung des Absatzes 2 Satz 1 somit nicht unmittelbar betroffen. Die Leitfäden zur Abschaltreihenfolge der Anlagen beim Netzbetrieb bleiben unverändert bestehen. Die Netzbetreiber sollen weiterhin unter Einhaltung des Vorrangs der erneuerbaren Energien und des Stroms aus Kraft-Wärme-Kopplung diejenigen Erzeugungsanlagen abregeln, die den größten Einfluss auf den Netzengpass haben. Damit wird sichergestellt, dass die abgeregelten Energiemengen so gering wie möglich bleiben. Ob ein Netzengpass voraussichtlich durch eine anstehende Netzausbaumaßnahme beseitigt oder infolge einer Spitzenkappung im Rahmen der Netzausbauplanung voraussichtlich für einen längeren Zeitraum oder dauerhaft bestehen bleiben wird, ändert an der Anwendbarkeit der Regelungen zum Einspeisemanagement nach § 13 Absatz 2 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG 2014 nichts. Der Netzbetreiber, der infolge der Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG die vollständige Beseitigung eines Netzengpasses unterlassen hat, bleibt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für eine Einspeisemanagement-Maßnahme im Sinne von § 15 Absatz 1 Satz 3 EEG 2014 liegt und der daher die Entschädigungskosten zu tragen hat.

Auch die bestehenden Redispatch- und Entschädigungsregelungen bleiben gültig. Konventionelle Anlagen und Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung werden derzeit durch die geltenden Redispatch- und Entschädigungsregelungen finanziell weitgehend so gestellt, als ob keine Abregelung stattgefunden hätte. Eine Absenkung der Redispatchvergütung oder der Entschädigungsregelungen würde die Gefahr vergrößern, dass die Netzbetreiber aufgrund der steigenden Risiken von der Spitzenkappung keinen Gebrauch machen. Denn die Ursache für den Netzengpass liegt in aller Regel nicht an einer speziellen Anlage, sondern in der gesamten Last- und Erzeugungssituation in dem Netzgebiet oder in einem der vor- oder nachgelagerten Netzgebiete. Die abgeregelte Anlage würde daher wirtschaftlich gegenüber den anderen Anlagen erheblich benachteiligt, ohne dass es hierfür einen sachlichen Grund im Hinblick auf die einzelne Anlage gäbe.

Vor diesem Hintergrund kann eine Absenkung der Entschädigung für konventionelle oder vorrangberechtigte Anlagen dazu führen, dass die angeforderten Anlagenbetreiber und nachgelagerten Netzbetreiber jede Anforderung zur Abregelung in Frage stellen und die erforderliche netzübergreifende Kooperation zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit durch steigende Risiken erheblich erschwert wird. Der verantwortliche Netzbetreiber würde sich dementsprechend bei jeder Abregelung dafür rechtfertigen müssen, welche Anlagen er wann in welcher Einzelrangfolge abregelt hat, und er wäre gegebenenfalls Schadensersatzrisiken ausgesetzt, wenn die Abregelung nicht diskriminierungsfrei erfolgt wäre. Es besteht die Gefahr, dass dieses Prozess- und Kostenrisiko für die Netzbetreiber dazu führen würde, dass sie von dem Instrument der Spitzenkappung keinen Gebrauch machen. Damit ginge der volkswirtschaftliche Nutzen der Regelung verloren. Durch steigende Abregelungsrisiken würde dem Netzbetreiber auch die notwendige Flexibilität bei der Abregelung der Anlagen genommen und ein schnelles Reagieren auf Netzengpässe, das zum Aufrechterhalten der Versorgungssicherheit notwendig ist, erschwert.

Nach Satz 5 müssen die Netzbetreiber der BNetzA und der Landesregulierungsbehörde mitteilen, wenn die Jahreserzeugungsleistung einer Erneuerbare-Energien-Anlage, Grubengasanlage oder KWK-Anlage in einem Kalenderjahr um mehr als drei Prozent abgeregelt worden ist und der Regulierungsbehörde den Umfang und die Ursachen hierfür mitteilen und die Dokumentation nach Satz 2 Nummer 3 vorlegen. Die Behörden haben dann im Rahmen ihrer jeweiligen Aufgaben die Möglichkeit zu prüfen, ob die Netzplanung im Rahmen von Satz 1 richtig durchgeführt worden ist.

Zu Buchstabe b

Die Regelung ist eine Folgeänderung der Änderungen durch Buchstabe a.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung durch die Neufassung der §§ 13ff. EnWG.

Zu Nummer 6 (§ 12 EnWG)

Zu Buchstabe a

Die Änderung der Überschrift trägt den Änderungen durch die Absätze 4 bis 7 Rechnung. Danach werden neben den Rechten und Pflichten der Betreiber von Übertragungsnetzen auch die Rechte und Pflichten der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen erfasst. Entsprechend bezieht sich die Überschrift auf die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung aufgrund der Neufassung der §§ 13ff. EnWG.

Zu Buchstabe c

Die Änderungen in § 12 Absatz 4 und 5 EnWG stehen im Zusammenhang mit dem Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 51 EnWG. Die bisherigen Absätze 4 und 5 werden umfassend geändert und zur besseren Lesbarkeit neu strukturiert.

Zu Absatz 4

Die Änderung von Satz 1 weitet den Kreis der Verpflichteten im Rahmen des Energieinformationsnetzes aus und listet diese zur besseren Übersichtlichkeit enumerativ auf.

Danach sind neben den schon bislang verpflichteten Betreibern von Erzeugungsanlagen (Nummer 1) und von Elektrizitätsverteilernetzen (Nummer 3) sowie Gasversorgungsnetzen (Nummer 4), den industriellen und gewerblichen Letztverbrauchern (Nummer 5) und den Lieferanten von Elektrizität (Nummer 7, Alternative 1) künftig auch die Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie (Nummer 2), die Anbieter von Lastmanagementmaßnahmen (Nummer 6) sowie die Großhändler (Nummer 7, Alternative 2) Verpflichtete der Regelung. Sie müssen den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen somit auf deren Verlangen unverzüglich die für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgungsnetze relevanten Informationen bereitstellen. Unter Lastmanagement wird in diesem Zusammenhang eine zweckorientierte Veränderung des Verbrauchs elektrischer Energie gegenüber einem ansonsten zu erwartenden Verbrauchsverhalten verstanden. Lastmanagementmaßnahmen können unmittelbar auf Initiative eines Verbrauchers erfolgen, z. B. als Reaktion auf Strompreissignale, oder auf Initiative eines Externen, z. B. eines Netzbetreibers, im Rahmen der Erbringung von Systemdienstleistungen.

Durch die Erweiterung des Kreises der Verpflichteten können die Netzbetreiber unter Wahrung der Informationskaskade zusätzliche Informationen erhalten, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes umfassend und zuverlässig beurteilen zu können. Die zunehmende Nutzung von Speichern und von Lastmanagementmaßnahmen kann künftig erheblichen Einfluss auf die Netzstabilität haben, z. B. wenn bei hohen Strompreisen große Lasten gleichzeitig vom Netz gehen. Daher wird der Kreis der Verpflichteten im Rahmen des Energieinformationsnetzes ausgeweitet.

Während nach bisheriger Rechtslage in Satz 1 lediglich davon die Rede war, dass die Übertragungsnetze sicher und zuverlässig betrieben, gewartet und ausgebaut werden können, wird künftig allgemein von Elektrizitätsversorgungsnetzen gesprochen. Dies stellt gegenüber der bisherigen Regelung ebenfalls eine Erweiterung dar. Dadurch wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die Netzstabilität auf Ebene der Elektrizitätsverteilernetze ebenfalls von Bedeutung ist.

Die Einfügung des neuen Satzes 2 dient der Klarstellung der bereits nach der derzeitigen Rechtslage geltenden Zielsetzung. Es wird ausgeführt, dass der gesetzliche Datenübermittlungsanspruch der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sich mindestens auf die drei darin genannten Datenkategorien (Stammdaten, Planungsdaten und Echtzeit-Daten, worunter insbesondere Daten über die Ist-Einspeisung und den Ist-Verbrauch zu verstehen sind) bezieht, wobei zusätzliche Dateninhalte möglich sind, sofern sie für die in Satz 1 genannten Zwecke erforderlich sind. Stammdaten sind insbesondere solche Daten, die, wie z. B. der Name eines Marktakteurs, die Zuordnung von Anlagen zu Netzen, die Anlagengröße und -leistung, Angaben zur Fernsteuerbarkeit, weitgehend konstant bleiben. Planungsdaten meinen die Daten der Zulieferer, die in die Zukunft gerichtet sind und sich auf die Erzeugung eines Kraftwerks, den Verbrauch eines Großkunden etc. beziehen. Echtzeitdaten sollen insbesondere so genannte „Real-Time“-Leistungswerte der Datenzulieferer umfassen.

Der bisherige Absatz 4 Satz 3 entfällt. Danach sollten die übermittelten Informationen die Betreiber von Übertragungsnetzen in die Lage versetzen, einen Bericht zu erstellen, der die Leistungsbilanz für ihren Verantwortungsbereich als Prognose und Statistik enthält. Grund für die Streichung ist, dass die bisherige Leistungsbilanz der Betreiber von Übertragungsnetzen lediglich eine nationale Betrachtung enthält. Sie erscheint in einem zunehmend europäischen Strombinnenmarkt wenig aussagekräftig. An die Stelle der Leistungsbilanz durch die Betreiber von Übertragungsnetzen tritt das Monitoring der Versorgungssicherheit durch das BMWi, das künftig verstärkt die Einbettung von Deutschland in die europäischen Strommärkte und den Elektrizitätsbinnenmarkt berücksichtigt. Ziel ist es, Versorgungssicherheit nicht mehr als nationale Angelegenheit zu betrachten, sondern zunehmend im europäischen Kontext. Bei dem Monitoring der Versorgungssicherheit sind künftig nach § 51 Absatz 5 EnWG die Betreiber von Übertragungsnetzen regelmäßig bei allen wesentlichen Verfahrensschritten einzubeziehen.

Zu Absatz 5

Absatz 5 regelt wie bisher die Pflichten der Betreiber von Übertragungsnetzen. Um einen Gleichlauf zu Absatz 4 zu erreichen, sind künftig neben den Betreibern der Übertragungsnetze auch die Betreiber der Elektrizitätsverteilernetze zur Übermittlung der erhaltenen Informationen an das BMWi verpflichtet. Die Pflichten der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen werden zur besseren Verständlichkeit enumerativ aufgelistet.

Satz 1 Nummer 1 enthält die bisher in § 12 Absatz 4 Satz 2 EnWG enthaltene Regelung. Danach müssen die Netzbetreiber sicherstellen, ihnen nach Absatz 4 Satz 1 zur Kenntnis gelangte Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse ausschließlich so zu den dort genannten Zwecken zu nutzen, dass deren unbefugte Offenbarung ausgeschlossen ist. Diese Verpflichtung gilt auch im Rahmen der Übermittlungspflichten nach den Nummern 2 bis 5.

Nach Satz 1 Nummer 2 müssen Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen die nach Absatz 4 erhaltenen Informationen jeweils auf Verlangen des BMWi in anonymisierter Form an das BMWi für die Zwecke des Monitorings nach § 51 EnWG übermitteln. Das BMWi kann im Rahmen der Anforderung auch die Form und den Umfang der zu übermittelnden Informationen bestimmen und eingrenzen. Die Informationen sind nur zu übermitteln, soweit es das BMWi verlangt. Die Neufassung des Absatzes 5 Satz 1 Nummer 2 geht auf den Wegfall der Leistungsbilanz der Betreiber von Übertragungsnetzen zurück. Die Pflicht der Betreiber von Übertragungsnetzen zur jährlichen Erstellung und Übermitt-

lung eines Berichts über die Leistungsbilanz für ihren Verantwortungsbereich entfällt künftig. Stattdessen müssen die Betreiber von Übertragungsnetzen und künftig auch die Verteilernetzbetreiber die Informationen, die sie nach Absatz 4 erhalten haben, auf Anforderung in einer angemessenen Frist an das BMWi für die Zwecke des Monitorings nach § 51 EnWG übermitteln. Die Übermittlung der Informationen in anonymisierter Form dient dem Schutz der nach Absatz 4 Verpflichteten vor einer unbefugten Offenbarung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen.

Nummer 3 erweitert und konkretisiert den Umfang der zu übermittelnden Informationen. Ziel der erweiterten Datenübermittlung ist es, das BMWi in die Lage zu versetzen, das Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 51 EnWG umfassend und sachgerecht durchführen zu können. Nach Nummer 3 müssen die Netzbetreiber daher über die nach Absatz 4 erhaltenen und den nach Nummer 2 zu übermittelnden Informationen hinaus jeweils auf Anforderung an das BMWi weitere verfügbare Informationen und Analysen übermitteln, sofern ihnen diese aufgrund ihrer Tätigkeit vorliegen und für die Zwecke des Monitorings nach § 51 EnWG erforderlich sind. Dazu zählen insbesondere verfügbare Informationen und gegebenenfalls eine gemeinsam von den Betreibern von Übertragungsnetzen in einer von dem BMWi zu bestimmenden Form zu erstellende Analyse über die notwendigen grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen sowie über Angebot und Nachfrage auf den europäischen Strommärkten. Die europäischen Strommärkte werden in § 3 Nummer 18c EnWG gesetzlich definiert. Die zu bestimmende Form umfasst auch die dabei zugrunde zu legenden Methoden und Parameter. Zudem müssen die Netzbetreiber auf Anforderung Informationen und Analysen zu der Höhe und der Entwicklung der Gesamtlast in den Elektrizitätsversorgungsnetzen in den vergangenen zehn Jahren im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland übermitteln. Für das Monitoring der Versorgungssicherheit im Stromsektor ist dabei insbesondere die Gesamtlast, das heißt die Last in Bezug auf den Nettostromverbrauch, und die Last in Bezug auf den Nettostromverbrauch zuzüglich der Netzverluste in den Elektrizitätsversorgungsnetzen von Bedeutung.

Der Umfang der nach Absatz 5 Nummer 3 von den Netzbetreibern zu übermittelnden Daten kann über die Informationen hinausgehen, die diese von den Marktakteuren nach Absatz 4 Satz 1 erhalten haben. Durch die Einschränkung der Pflicht auf die Übermittlung nur der verfügbaren Informationen sind die Netzbetreiber allerdings nur insoweit zur Datenübermittlung verpflichtet, als sie auf diese Informationen tatsächlich zugreifen können oder sie ihnen vorliegen. Sie sind daher nicht verpflichtet, zusätzliche Informationen einzuholen.

Die Regelung in Nummer 3 hebt die Bedeutung insbesondere der notwendigen Verbindungsleitungen und der europäischen Strommärkte für die Versorgungssicherheit hervor. Die Datenübermittlung bezieht sich insofern insbesondere auf solche Informationen, die außerhalb des rein nationalen Bereichs liegen, soweit diese Auswirkungen auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der Bundesrepublik Deutschland haben können. Die bisher im Rahmen der Leistungsbilanz durchgeführten Analysen zur historischen Last, die zumindest derzeit noch nicht vollständig direkt gemessen werden kann, sollen jedoch auf Anforderung des BMWi auf Verlangen fortgesetzt und weiterentwickelt werden.

Nummer 2 und 3 legen jeweils fest, dass die Informationen nur nach Anforderung durch das BMWi übermittelt werden müssen. Damit wird unter anderem dem Vorrang des Marktstammdatenregisters Rechnung getragen. Das BMWi soll nach Inbetriebnahme des Marktstammdatenregisters nach § 111e EnWG die Übermittlung von Informationen nur dann von den Netzbetreibern anfordern, wenn diese nicht bereits im Rahmen des Marktstammdatenregisters erfasst sind. Dadurch sollen zusätzliche Meldepflichten vermieden und die vorrangige Nutzung des Marktstammdatenregisters sichergestellt werden. Gleiches gilt nach Absatz 7 auch für die Regulierungsbehörde hinsichtlich des Absatz 5 Nummern 4 und 5.

Die in Absatz 5 Satz 1 neu aufgenommene Nummer 4 ist im Zusammenhang mit dem Bericht über die Mindesterzeugung nach § 63 Absatz 3a EnWG zu sehen. Nach Nummer 4 müssen die Netzbetreiber der Regulierungsbehörde jeweils auf deren Verlangen in einer von ihr zu bestimmenden Frist und Form für die Zwecke des Berichts nach § 63 Absatz 3a EnWG Informationen und Analysen zu der Mindesterzeugung insbesondere aus thermisch betriebenen Erzeugungsanlagen und aus Anlagen zur Speicherung von Elektrizität sowie Informationen und geeignete Analysen zur Entwicklung der Mindesterzeugung übermitteln.

Hintergrund der Regelung ist, dass derzeit eine bestimmte Mindesterzeugung für die Systemstabilität notwendig ist. Diese kann aber erneuerbare Energien verdrängen und damit volkswirtschaftliche Ineffizienzen erzeugen. Zur Wahrung der Systemstabilität sind Systemdienstleistungen wie die Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Redispatchfähigkeit erforderlich. Diese Systemdienstleistungen werden derzeit überwiegend durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt. Daraus resultiert die so genannte Mindesterzeugung. Auch die Bereitstellung von Wärme kann zu einer Mindesterzeugung führen. Dies ist der Fall, wenn KWK-Anlagen für die Bereitstellung von Wärme nötig sind, diese aber gleichzeitig Strom unabhängig vom Marktpreis einspeisen oder nicht für den Redispatch in ihrer Einspeiseleistung reduziert werden dürfen.

Eine wichtige Grundlage für die Analyse der Mindesterzeugung sind die Informationen, die die Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen des Energieinformationsnetzes insbesondere von Kraftwerksbetreibern erhalten. Um vorhandene Informationen und Analysen zu nutzen und weitere Datenerhebungen zu vermeiden, müssen die Betreiber von Übertragungsnetzen und die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen der Regulierungsbehörde jeweils auf Anforderung in einer angemessenen Frist und in geeigneter Form Informationen und Analysen zu der Mindesterzeugung für die Zwecke des Berichts nach § 63 Absatz 3a EnWG übermitteln. Auf dieser Basis sollen die Analysen die relevanten Netzsituationen, insbesondere die kritischsten Stunden für die Integration der erneuerbaren Energien, identifizieren – z. B. Stunden mit geringster Residuallast. Unter Residuallast wird dabei die in einem Elektrizitätsnetz nachgefragte Last abzüglich des Anteils der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien verstanden. Für diese Stunden werden der Grund für die angegebene Mindesterzeugung sowie der Brennstoff der Anlagen ermittelt.

Die übermittelten Informationen und Analysen sollen von der Regulierungsbehörde genutzt werden, um die Einflussfaktoren für die Mindesterzeugung und ihre Entwicklung regelmäßig zu evaluieren und in einem Bericht transparent zu machen. Zu den zu übermittelnden Informationen gehören insbesondere die Einspeiseleistung differenziert nach Brennstoffen, der Umfang, in dem die Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien durch diese Mindesterzeugung beeinflusst worden ist, sowie die Faktoren, die die Mindesterzeugung verursacht haben. Zu solchen Faktoren gehören wiederum insbesondere Regelleistung, Blindleistung, Kurzschlussleistung, Fähigkeit zur Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung und Wärmebereitstellung; aber auch weitere Einflussfaktoren sind möglich. Die Informationen sollen unter Wahrung der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse aufbereitet werden und der Regulierungsbehörde in geeigneter, gegebenenfalls aggregierter, Form übermittelt werden, so dass ein Bericht über die Mindesterzeugung erstellt werden kann. Auf der Basis der übermittelten Informationen kann die Regulierungsbehörde prüfen, wie gegebenenfalls auch bei einer niedrigeren Mindesterzeugung die Systemstabilität gewährleistet werden kann.

Neu aufgenommen wird auch Nummer 5, nach der die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen der Regulierungsbehörde jeweils auf ihr Verlangen in einer von ihr zu bestimmenden Frist und Form für die Zwecke des Monitorings nach § 51a EnWG die Unternehmen und Vereinigungen von Unternehmen nennen müssen, die einen Stromverbrauch von mehr als 20 Gigawattstunden jährlich haben. Die Beschränkung auf Unternehmen und Vereinigungen von Unternehmen mit einem Stromverbrauch von mehr als 20 Giga-

wattstunden jährlich ist im Zusammenhang mit der entsprechenden Regelung des § 51a EnWG zu sehen. Danach kann die Regulierungsbehörde zur Durchführung des Monitorings der Versorgungssicherheit im Stromsektor von Unternehmen und Vereinigungen von Unternehmen mit einem Stromverbrauch von mehr als 20 Gigawattstunden jährlich Informationen verlangen, die erforderlich sein können, um den heutigen und künftigen Beitrag des Lastmanagements im Adressatenkreis für die Versorgungssicherheit an den Strommärkten zu analysieren. Die dort geregelte Befugnis der Regulierungsbehörde zur Abfrage von Informationen zwecks einer Abschätzung der Möglichkeiten zum Lastmanagement wird auf entsprechende Großverbraucher beschränkt. Großen Stromverbrauchern und ihren Lastmanagementmöglichkeiten kommt in Bezug auf den Beitrag von Lastmanagement zur Versorgungssicherheit eine besondere Rolle zu. Die Regulierungsbehörde kann dabei auch Vorgaben machen, die Höhe des spezifischen Stromverbrauchs anzugeben. Die Meldepflicht dient dazu, den Adressatenkreis im Rahmen von § 51a EnWG sachgerecht bestimmen zu können.

Der neue Satz 2 regelt, dass das BMWi die Informationen und Analysen nach Satz 1 Nummer 2 und 3 nach Übermittlung durch die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen in geeigneter aggregierter Form unter Wahrung der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse gemeinsam mit dem Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität nach § 63 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 EnWG veröffentlicht. Dadurch wird dem Transparenzgedanken Rechnung getragen. Die dem Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit zugrunde liegenden Daten und Analysen der Netzbetreiber werden dadurch öffentlich gemacht und können von allen Beteiligten nachvollzogen und gegebenenfalls verwendet werden.

Zu Absatz 6

In dem neuen Absatz 6 werden die bislang in § 12 Absatz 4 Satz 4 EnWG enthaltenen Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde geregelt. Eine inhaltliche Änderung ist damit nicht verbunden. Danach ist die Regulierungsbehörde wie nach bisheriger Rechtslage ermächtigt, nach § 29 Absatz 1 EnWG Festlegungen zu treffen zur näheren Bestimmung des Kreises der nach Absatz 4 Satz 1 Verpflichteten, zum Inhalt und zur Methodik, zu Details der Datenweitergabe und zum Datenformat der Bereitstellung an den Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen.

Zu Absatz 7

Der neu aufgenommene Absatz 7 regelt das Verhältnis des Energieinformationsnetzes zu dem neu eingeführten Marktstammdatenregister.

Danach soll künftig vorrangig das Marktstammdatenregister an Stelle des Energieinformationsnetzes genutzt werden. Die Regulierungsbehörde, das BMWi und die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sollen das Marktstammdatenregister nach § 111e EnWG nutzen, sobald und soweit ihnen das Marktstammdatenregister den Zugriff auf Daten im Sinne der Absätze 4 und 5 eröffnet. In diesem Umfang sollen sie von den Verpflichteten keine Informationen verlangen, sondern vorrangig auf das Marktstammdatenregister zurückgreifen. Betroffen ist im Wesentlichen der Austausch von Stammdaten, der in beiden Systemen erfolgt. Durch die Regelung sollen Doppelmeldungen vermieden werden. Zugleich soll sich das Marktstammdatenregister als zentrales und vorrangig zu nutzendes Datenregister für Stammdaten etablieren. Zudem belässt die Regelung den Netzbetreibern die notwendige Flexibilität, um etwa übergangsweise auf die Verpflichteten nach den Absätzen 4 und 5 zurückzugreifen. Dies soll jedenfalls solange möglich sein, wie noch die technischen und organisatorischen Bedingungen geschaffen werden müssen, um den Datentransfer aus dem Marktstammdatenregister in das Energieinformationsnetz zu gewährleisten.

Zu Nummer 7 (§ 12a EnWG)

Mit der Änderung in § 12a Absatz 1 Satz 4 EnWG wird festgelegt, dass die Betreiber von Übertragungsnetzen bei der Erstellung des gemeinsamen Szenariorahmens die Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG zu berücksichtigen haben. Um den Netzausbaubedarf auf ein wirtschaftlich sinnvolles Maß zu verringern, sind die Betreiber von Übertragungsnetzen verpflichtet, auf Grundlage der installierten Erzeugungsleistung für die Ermittlung des Transportbedarfs in allen Szenarien eine reduzierte Einspeisung von Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen zu Grunde zu legen. Da der durch die BNetzA genehmigte Szenariorahmen Grundlage für den Netzentwicklungsplan ist, wird auch bei dessen Erstellung und Bestätigung die Spitzenkappung berücksichtigt. Nach § 12b Absatz 1 Satz 3 EnWG sind die Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans verpflichtet, die Regelungen der Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 bei der Netzplanung anzuwenden. Zu den weiteren Ausführungen zur Spitzenkappung wird auf die Begründung zu den Änderungen in Artikel 1 Nummer 5 Buchstabe a (§ 11 Absatz 2 EnWG) und Artikel 1 Nummer 8 (§ 12b Absatz 1 Satz 3 EnWG) verwiesen.

Zu Nummer 8 (§ 12b EnWG)

Die Änderung dient der Klarstellung, dass für Betreiber von Übertragungsnetzen die nach § 12a Absatz 1 Satz 4 EnWG mit angemessenen Annahmen im Rahmen der jeweiligen Szenarien für den Netzentwicklungsplan zu unterlegende Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG im Rahmen der Netzplanung obligatorisch und nicht nur wie bei den Betreibern von Verteilernetzen eine Option ist. Die obligatorische Anwendung der Regelungen zur Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG beinhaltet damit für die Betreiber von Übertragungsnetzen, dass sie auch die Anwendung des § 11 Absatz 2 EnWG durch die Betreiber von Verteilernetzen in geeigneter Weise in ihre Netzplanung mit einbeziehen müssen.

Zu Nummer 9 (§§ 13 bis 13j EnWG)**Zu § 13**

Die §§ 13ff. EnWG werden aus Gründen der Rechtsklarheit grundlegend überarbeitet, neu strukturiert und sprachlich vereinfacht. Im Folgenden wird bei den einzelnen Bestimmungen näher dargestellt, welche strukturellen Änderungen vorgenommen worden sind. Dabei werden sämtliche Verordnungsermächtigungen gebündelt in die §§ 13h und 13i EnWG verschoben. Sämtliche Festlegungskompetenzen aus den §§ 13ff. EnWG werden in den § 13j EnWG verschoben. Im Einzelnen wird auf die konkrete Änderung bei den einzelnen Regelungen hingewiesen.

Zu Absatz 1

Die Änderungen in § 13 Absatz 1 EnWG dienen dazu, das Verhältnis der verschiedenen Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 EnWG untereinander besser abzugrenzen. Zu diesem Zweck wurde die Bezugnahme auf die Mobilisierung zusätzlicher Reserven in Nummer 2 gestrichen und stattdessen eine eigene Nummer 3 in Absatz 1 aufgenommen. Zu den Reserven gehören insbesondere die Netzreserve nach § 13d EnWG sowie die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG. Diese werden daher in Nummer 3 ausdrücklich aufgeführt. Die Betreiber von Übertragungsnetzen sollen die Netzreserve und die Kapazitätsreserve nur nachrangig nach den netzbezogenen Maßnahmen nach Nummer 1 und den marktbezogenen Maßnahmen nach Nummer 2 nutzen.

Der bisherige Absatz 1a wird nach § 13a Absatz 1 EnWG verschoben, der bisherige Absatz 1b wird nach § 13a Absatz 2 EnWG verschoben.

Zu Absatz 2

Der bisherige § 13 Absatz 2 EnWG bleibt weitgehend unverändert. In Satz 1 wird ergänzend klargestellt, dass mit den Wörtern „Gefährdung oder Störung“ eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gemeint ist.

Zu Absatz 3

§ 13 Absatz 3 EnWG entspricht dem bisherigen § 13 Absatz 2a EnWG. Der letzte Satz des bisherigen § 13 Absatz 2a EnWG wurde in den neuen § 13j Absatz 2 Nummer 2 EnWG verschoben.

Zu Absatz 4

Der bisherige § 13 Absatz 3 wird der neue § 13 Absatz 4.

Zu Absatz 5

Der bisherige § 13 Absatz 4 wird der neue § 13 Absatz 5.

Der neue Absatz 5 Satz 2 stellt künftig klar, dass die Pflicht zur Bilanzkreisabrechnung durch die Betreiber von Übertragungsnetzen auch in Situationen hoher Knappheit besteht. In Zeiträumen, in denen die Betreiber von Übertragungsnetzen wegen hoher Knappheit Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG vornehmen müssen, darf im Regelfall keine Aussetzung der Bilanzkreisabrechnungen erfolgen. Die Regelung bestätigt damit den Grundsatz, dass Bilanzkreisabweichungen auch im Fall von Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG der Betreiber von Übertragungsnetzen abzurechnen sind. Schon nach der geltenden Rechtslage wurde das Ruhen der Leistungspflichten nach dem bisherigen Absatz 4 teilweise nach Sinn und Zweck dahingehend verstanden, dass die Pflichten, die sich aus der Bilanzkreisverantwortung ergeben, nicht oder zumindest nicht vollständig ruhen. Durch die Aufnahme des neuen Satzes 2 wird dieses Verständnis nun ausdrücklich gesetzlich geregelt. Dadurch wird gewährleistet, dass die Anreize für die Bilanzkreisverantwortlichen, ihre Stromlieferungen ausreichend abzusichern, in jedem Fall erhalten bleiben. Die Änderung führt zu einer verursachergerechten Anwendung des Ausgleichsenergiesystems und dazu, dass die Bilanzkreisverantwortlichen stärker darauf hinwirken, ihre Bilanzkreise ausgeglichen zu halten.

Rechnen die Betreiber von Übertragungsnetzen die Bilanzkreise oder einzelne Bilanzkreisabweichungen in Einzelfällen ausnahmsweise nicht ab, z. B. weil die Abrechnung der Bilanzkreise nach Durchführung von Zwangsschaltungen tatsächlich nicht mehr möglich war oder die Abrechnung einer von einem Betreiber eines Übertragungsnetzes verursachten Unterdeckung für den Bilanzkreisverantwortlichen eine unbillige Härte darstellen würde, hat die Regulierungsbehörde die Möglichkeit, in solchen begründeten Ausnahmefällen im Wege des Verwaltungsvollzugs von aufsichtsrechtlichen Maßnahmen unter dem Gesichtspunkt der Verhältnismäßigkeit abzusehen. Diese Fälle sollen aber die Ausnahme bleiben.

Im Übrigen handelt es sich um Folgeänderungen.

Zu Absatz 6

Der bisherige § 13 Absatz 4a Satz 1 bis 4 EnWG wird zu § 13 Absatz 6 Satz 1 bis 4 EnWG. Die übrigen Sätze 5 bis 8 werden in den § 13i Absatz 1 EnWG verschoben.

Der bisherige § 13 Absatz 4b EnWG wird in den § 13i Absatz 2 EnWG verschoben.

Zu Absatz 7

Der bisherige § 13 Absatz 5 Satz 1 und 2 EnWG wird § 13 Absatz 7 Satz 1 und 2 EnWG. § 13 Absatz 5 Satz 3 EnWG wird zu § 13j Absatz 2 Nummer 1 EnWG.

Zu Absatz 8

Der bisherige § 13 Absatz 6 EnWG wird § 13 Absatz 8 EnWG.

Zu Absatz 9

Der bisherige § 13 Absatz 7 EnWG wird § 13 Absatz 9 EnWG.

Zu § 13a**Zu Absatz 1**

Der bisherige § 13 Absatz 1a EnWG wird zu § 13a Absatz 1 EnWG. In § 13a Absatz 1 Satz 1 EnWG wird die Bezugnahme auf Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Nummer 2 durch die Bezugnahme auf Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Nummer 2 und 3 ersetzt. Dabei handelt es sich um eine redaktionelle Folgeänderung zu der Änderung des § 13 Absatz 1 EnWG. In Satz 2 wird in der Struktur geändert und die beiden Fälle werden enumerativ aufgelistet.

Die bisher in § 13 Absatz 1a Satz 3 EnWG enthaltene Ermächtigungsgrundlage für die Regulierungsbehörde wird in die neue Bestimmung zu Festlegungskompetenzen nach § 13j Absatz 1 Satz 1 EnWG verschoben.

Zu Absatz 2

Hintergrund der neu aufgenommenen Regelung im § 13a Absatz 2 EnWG ist der enge sachliche Zusammenhang mit der Anpassung der Wirk- und Blindleistungseinspeisung (sogenannte Redispatch-Maßnahmen) nach § 13a Absatz 1 EnWG.

Der neu eingefügte Absatz 2 enthält Eckpfeiler, die bei der Bestimmung einer angemessenen Vergütung für Maßnahmen zur Anpassung der Wirk- oder Blindleistungseinspeisung nach Absatz 1 (Redispatch-Maßnahmen) zu berücksichtigen sind. Hintergrund sind unter anderem die Beschlüsse des Oberlandesgerichtes (OLG) Düsseldorf vom 28. April 2015, mit denen der konkretisierende Beschluss der BNetzA vom 30. Oktober 2012 (Az.: BK8-12-019) aufgehoben worden ist.

Nach Satz 1 ist die Vergütung für die jeweilige Redispatch-Maßnahme angemessen, wenn sie für den Betreiber der angeforderten Anlage weder zu einer wirtschaftlichen Besser- noch zu einer Schlechterstellung führt, als er ohne die Maßnahme stünde. Eine Besser- oder Schlechterstellung von angeforderten Erzeugungsanlagen könnte zu einer nicht unerheblichen Verzerrung des Strommarktes führen und ist daher zu vermeiden.

Satz 2 regelt, welche Kosten für die jeweilige Redispatch-Maßnahme zu erstatten sind. Danach sind die tatsächlichen Erzeugungsauslagen (Nummer 1), der anteilige Werteverbrauch (Nummer 2) sowie die entgangenen Erlösmöglichkeiten (Nummer 3), wenn und soweit die entgangenen Erlösmöglichkeiten die Summe der nach den Nummern 1 und 2 zu erstattenden Kosten übersteigen, zu erstatten. Diese Kosten sind jeweils nur zu erstatten, wenn und soweit sie durch die jeweilige Redispatch-Maßnahme verursacht worden sind. Der Betreiber der angeforderten Erzeugungsanlage soll dadurch so gestellt werden, als hätte es die Anforderung zur Erbringung der jeweiligen Redispatch-Maßnahme nicht gegeben.

Nach Nummer 1 sind die Erzeugungsauslagen zu erstatten. Erzeugungsauslagen sind alle notwendigen Auslagen für tatsächliche Anpassungen der Einspeisung. Darunter sind z. B. die zusätzlichen Kosten für den Brennstoff oder Kohlendioxid-Emissionsrechte sowie die variablen Instandhaltungskosten, das heißt die Mehrkosten für zusätzliche Instandhaltung und zusätzlichen Verschleiß, zu verstehen. Zu den Erzeugungsauslagen zählen insbesondere auch die Mehrkosten, die zur alternativen Wärmeerzeugung aufgewendet werden müssen, wenn und soweit diese unmittelbar auf Grund der jeweiligen Redispatch-Maßnahme entstehen. Maßstab zur Bestimmung der Erzeugungsauslagen sind die jeweiligen Wiederbeschaffungskosten.

Nummer 2 gibt vor, dass ein anteiliger Werteverbrauch zu erstatten ist. Wie der anteilige Werteverbrauch zu bestimmen ist, ergibt sich aus Absatz 3.

Nummer 3 regelt, dass die nachweisbaren entgangenen Erlösmöglichkeiten zu erstatten sind, wenn und soweit diese die Summe der nach Nummer 1 und Nummer 2 zu erstattenden Kosten übersteigen. Eine Erstattung der nachweisbaren entgangenen Erlösmöglichkeiten nach Nummer 3 umfasst die Erlöse, die der Betreiber einer Erzeugungsanlage in der Zeit der Durchführung der Redispatch-Maßnahme an den Strommärkten hätte erzielen können, wenn die Anlage nicht für eine Maßnahme nach Absatz 1 Satz 1 angefordert worden wäre, wenn und soweit diese die Summe der nach Nummer 1 und 2 zu erstattenden Kosten übersteigen. Zur Vermeidung der Mehrfacherstattung von Grenzkosten werden nur die über die Summe der nach Nummer 1 und 2 zu erstattenden Kosten hinausgehenden entgangenen Erlösmöglichkeiten erstattet; in diesem Fall werden die nachweisbaren entgangenen Erlösmöglichkeiten nur in dem Umfang, der die nach Nummer 1 und 2 zu erstattenden Kosten übersteigt, kumulativ zu den nach Nummer 1 und 2 zu erstattenden Kosten erstattet.

Satz 3 regelt, dass der Anlagenbetreiber ersparte Erzeugungsaufwendungen an den zuständigen Betreiber eines Übertragungsnetzes erstattet. Spiegelbildlich zu den Erzeugungsauslagen, die den Betreibern von Anlagen, die ihre Wirkleistungseinspeisung erhöhen, zu erstatten sind, müssen die Betreiber von Anlagen, die ihre Wirkleistungseinspeisung vermindern, die ersparten Erzeugungsaufwendungen herausgeben.

Zu Absatz 3

Absatz 3 Satz 1 regelt, wie der anteilige Werteverbrauch nach § 13a Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 EnWG zu bestimmen ist. Grundlage für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs nach Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 sind nach dem ersten Halbsatz die handelsrechtlichen Restwerte und handelsrechtlichen Restnutzungsdauern in Jahren. Aus dem Quotienten der handelsrechtlichen Restwerte und den handelsrechtlichen Restnutzungsdauern wird eine Jahresabschreibung abgeleitet, die dem Werteverbrauch der Anlage bei normaler Auslastung entspricht. Der Anteil des Werteverbrauchs, der durch die jeweilige Redispatch-Maßnahme verursacht worden ist, ergibt sich nach dem zweiten Halbsatz aus dem Verhältnis der anrechenbaren Betriebsstunden im Rahmen von Maßnahmen nach Absatz 1 Satz 1 und den für die Anlage bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten jährlichen Betriebsstunden. Bei den anrechenbaren Betriebsstunden soll ein erhöhter Werteverbrauch auf Grund des Anfahrens der Anlagen durch die sogenannten äquivalenten Betriebsstunden berücksichtigt werden. Dahinter steht die Annahme, dass durch die jeweilige Anforderung der Erzeugungsanlage ein zusätzlicher Werteverbrauch verursacht wird, der zu erstatten ist.

Zu Absatz 4

Absatz 4 stellt klar, welche Kosten dem Betreiber einer Erzeugungsanlage nicht zu erstatten sind. Darunter fallen Kosten, die durch die grundsätzliche Teilnahme der Erzeugungsanlage an den Strommärkten unabhängig von der angeforderten Anpassung der Wirk- oder Blindleistungseinspeisung entstehen. Z. B. zählen dazu die Betriebsbereitschafts-

auslagen und eine Verzinsung des gebundenen Kapitals, da diese Positionen für den Betreiber der angeforderten Erzeugungsanlage sowieso angefallen wären.

Ergänzend zu den Bestimmungen in § 13a EnWG finden sich eine Reihe von Festlegungskompetenzen in § 13j Absatz 1 EnWG.

Zu Absatz 5

Absatz 5 regelt die Rückwirkung der Regelungen zur Redispatch-Vergütung. Danach sind die Absätze 2 bis 4 ab dem 1. Januar 2013 anzuwenden; in dem Zeitraum von dem 1. Januar 2013 bis zum 30. April 2015 sind die Absätze 2 bis 4 nur anzuwenden, sofern und soweit die Betreiber von Erzeugungsanlagen dadurch nicht schlechter stehen, als sie durch die tatsächlich von den Betreibern von Übertragungsnetzen in diesem Zeitraum gezahlte jeweilige Vergütung stünden. Durch die rückwirkende Anwendung der Regelungen zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen wird der bis dato unklaren und unsicheren Rechtslage nach Aufhebung des Beschlusses der BNetzA vom 30. Oktober 2012 (Az.: BK8-12-019) durch den Beschluss des OLG Düsseldorf vom 28. April 2015 Rechnung getragen und klargestellt, dass grundsätzlich die Regelungen dieses Gesetzes anzuwenden sind. Von dem Bezug auf die tatsächlich gezahlte jeweilige Vergütung sind auch vorläufige Abschlagszahlungen umfasst. Dadurch wird für den Zeitraum zwischen dem Erlass des nachträglich für unwirksam erklärten Beschlusses der BNetzA und dem Zeitpunkt des Beschlusses des OLG Düsseldorf ein Verschlechterungsverbot gesetzlich verankert.

Bis zur Entscheidung des OLG Düsseldorf erhielten die Betreiber von Erzeugungsanlagen im Rahmen des Redispatch auf Basis der Festlegung der BNetzA im Kern lediglich einen Ersatz der Erzeugungsauslagen. Insbesondere Opportunitätskosten, wie etwa entgangene Gewinnmöglichkeiten sowie ein Werteverbrauch der Anlage, waren in der Regel nicht ersatzfähig. Nach der vorgesehen Neuregelung erhalten die Erzeuger neben den Erzeugungsauslagen den Werteverbrauch der Anlage für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung sowie die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten.

Zu § 13b

§ 13b EnWG regelt die Stilllegungen von Anlagen. Die Bestimmung gilt damit auch für vorläufige und endgültige Stilllegungen von Anlagen, die bislang in § 13 Absatz 1b EnWG sowie in § 13a EnWG geregelt waren.

Zu Absatz 1

Absatz 1 enthält weitgehend die Inhalte des bisherigen § 13a Absatz 1 Satz 1 und 2 EnWG und damit die Pflichten von Anlagenbetreibern, die ihre Anlagen oder Teilkapazitäten stilllegen wollen. Die bisherigen Definitionen der vorläufigen und endgültigen Stilllegung werden von § 13a Absatz 1 Satz 3 und 4 EnWG in den § 13b Absatz 3 EnWG verschoben.

Satz 1 wird um einen Halbsatz ergänzt, nach dem bei der Stilllegungsanzeige anzugeben ist, ob und inwieweit die Stilllegung aus rechtlichen, technischen oder betriebswirtschaftlichen Gründen erfolgt. Diese Gründe für Stilllegungen von Anlagen sind für das Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 51 EnWG von Bedeutung. Durch Kennzeichnung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen kann der Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen von Anlagenbetreibern nach § 71 EnWG gewährleistet werden.

Die bisherige Regelung des § 10 Absatz 5 NetzResV wird gestrichen und in den § 13a Absatz 1 Satz 3 EnWG verschoben, mit dem ein enger sachlicher Zusammenhang besteht.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt die Systemrelevanzausweisung einer Anlage durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes.

Satz 1 enthält die bisherige Regelung in § 13a Absatz 1 Satz 5 EnWG. Die Streichung des Wortes „endgültig“ ist Folgeänderung der näheren Bestimmung der Definitionen der vorläufigen und endgültigen Stilllegung. Zugleich wird dadurch klargestellt, dass die Systemrelevanzprüfung nicht nur bei der Anzeige einer endgültigen, sondern auch bei Anzeige einer vorläufigen Stilllegung vorzunehmen ist. Die Streichung der Bezugnahme auf § 13a Absatz 2 Satz 8 und 9 EnWG ist Folge der Verschiebung der Definition der Systemrelevanz von § 13a Absatz 2 in § 13b Absatz 2 Satz 2 EnWG. Die Definition der Systemrelevanz einer Anlage bezog sich bislang nur auf endgültige Stilllegungen. Dies erscheint angesichts der Praxis und der Regelungen in der NetzResV nicht mehr sachgerecht. Die Anfügung eines Halbsatzes, nach dem der systemverantwortliche Betreiber des Übertragungsnetzes nach Durchführung der Systemrelevanzprüfung dem Betreiber der Anlage das Ergebnis seiner Prüfung unverzüglich mitteilt, ist insbesondere im Zusammenhang mit den Änderungen in § 13c EnWG zu sehen. Danach ist der Zeitpunkt der Systemrelevanzausweisung einer Anlage durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes für die Erstattung der Betriebsbereitschaftsauslagen von erheblicher Bedeutung. Die Änderung von Satz 1 stellt klar, dass der Anlagenbetreiber unverzüglich Kenntnis von dem Ergebnis der Prüfung erhalten muss. An Stelle einer schriftlichen Mitteilung ist zur Erleichterung elektronischer Verfahrensabläufe auch eine Mitteilung auf elektronischem Wege zulässig.

Die bisherige Definition der Systemrelevanz einer Anlage wird von § 13a Absatz 2 Satz 8 EnWG in § 13b Absatz 2 Satz 2 EnWG verschoben. Die Prüfung, ob die Stilllegung eine Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde, erfolgt am Maßstab des § 13 Absatz 4 EnWG und umfasst insbesondere die Gefahr örtlicher Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristiger Netzengpässe, und, dass die Haltung der Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Betreiber von Übertragungsnetzen nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann. Auch Minderungen bei Ausschreibungen der Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG und der Verordnung nach § 13h EnWG gelten in der Regel wie eine nicht unerhebliche Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, die mit hinreichender Wahrscheinlichkeit nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann; der Einsatz dieser Anlagen erfolgt dann wie der Einsatz der Anlagen der Kapazitätsreserve.

Zugleich wird nicht mehr von einer dauerhaften Stilllegung einer Anlage gesprochen, sondern das Wort „dauerhaft“ in der Definition gestrichen. Vielmehr ist eine Anlage künftig schon dann systemrelevant, wenn ihre Stilllegung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führt und diese Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann, unabhängig davon, ob die Anlage dauerhaft oder vorübergehend stillgelegt wird.

Der neue Satz 3 und Satz 4 beinhaltet die bisherigen Regelungsinhalte des § 12 Absatz 1 NetzResV. Danach soll sich die Begründung der Notwendigkeit der Ausweisung einer systemrelevanten Anlage im Fall einer geplanten vorläufigen oder endgültigen Stilllegung aus der Systemanalyse der Betreiber von Übertragungsnetzen oder dem Bericht der BNetzA nach § 3 NetzResV ergeben. Die Begründung kann sich nach Satz 4 auf die Liste systemrelevanter Gaskraftwerke nach § 13f Absatz 1 EnWG stützen.

Zu Absatz 3

§ 13b Absatz 3 EnWG regelt die bisher in § 13a Absatz 1 Satz 3 und 4 EnWG enthaltenen Definitionen der vorläufigen und endgültigen Stilllegung von Anlagen.

Die Änderung des neuen Satzes 1 konkretisiert die Definition der vorläufigen Stilllegung und grenzt diese auch in zeitlicher Hinsicht eindeutig von der endgültigen Stilllegung ab. Nach der bisherigen Rechtslage war unklar, ab welcher Zeitdauer für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft eine Anlage als endgültig stillgelegt anzusehen war. Satz 1 regelt nun ausdrücklich, dass eine vorläufige Stilllegung angenommen wird, wenn die Anlage nicht mehr anfahrbereit gehalten wird, diese aber innerhalb eines Jahres nach Anforderung durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes wieder betriebsbereit gemacht werden kann. Die Änderung trägt somit zur Rechtsklarheit und Rechtssicherheit bei. Die Definition der vorläufigen Stilllegung dient lediglich der Abgrenzung von der endgültigen Stilllegung und ist von der Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage abzugrenzen. Fordert der Betreiber eines Übertragungsnetzes den Betreiber einer systemrelevanten Anlage, die andernfalls auf Grund einer vorläufigen Stilllegung im erforderlichen Zeitraum nicht anfahrbereit wäre, nach § 13b Absatz 4 Satz 1 EnWG dazu auf, die Betriebsbereitschaft der Anlage für Anpassungen weiter vorzuhalten oder wiederherzustellen, so darf die Anlage nicht vorläufig stillgelegt werden.

Entsprechend der Klarstellung der Definition einer vorläufigen Stilllegung in Satz 1 wird durch die Änderung von Satz 2 der Begriff einer endgültigen Stilllegung definiert. Sofern die Betriebsbereitschaft einer Anlage nicht innerhalb eines Jahres wiederhergestellt werden kann, sondern hierfür länger als ein Jahr in Anspruch genommen wird, handelt es sich um eine endgültige Stilllegung. Dies erscheint sachgerecht, weil durch die Dauer, die benötigt wird, um die Anlage wieder anfahrbereit zu machen, die Verwendbarkeit der Anlagen für die Netzreserve stark eingeschränkt ist. Dies rechtfertigt es, solche Anlagen den endgültig stillgelegten Anlagen gleich zu stellen.

Zu Absatz 4

Absatz 4 enthält Bestimmungen zur vorläufigen Stilllegung von Anlagen.

Nach Satz 1 sind vorläufige Stilllegungen von Anlagen, die nach Absatz 1 Satz 1 zur vorläufigen Stilllegung angezeigt wurden, auch nach Ablauf der in der Anzeige genannten Frist nach Absatz 1 Satz 1 verboten, solange und soweit der systemverantwortliche Betreiber des Übertragungsnetzes die Anlage nach Absatz 2 Satz 2 als systemrelevant ausweist. Damit soll sichergestellt werden, dass systemrelevante Anlagen dem Betreiber eines Übertragungsnetzes bei einer entsprechenden Ausweisung jederzeit zur Verfügung stehen. In diesen Fällen muss der Betreiber der Anlage, deren vorläufige Stilllegung nach Satz 1 verboten ist, die Betriebsbereitschaft der Anlage für Anpassungen der Einspeisung nach § 13a Absatz 1 EnWG weiter vorhalten oder wiederherstellen. Dies wird in Satz 2 ausdrücklich geregelt. Satz 3 regelt die Pflichten der Betreiber von vorläufig stillgelegten Anlagen, die zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems wieder betriebsbereit gemacht werden müssen. Danach muss der Betreiber einer vorläufig stillgelegten Anlage, die nach Absatz 2 Satz 2 zu einem späteren Zeitpunkt systemrelevant ist, für die Durchführung von Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Nummer 2 und 3 und § 13a Absatz 1 EnWG auf Anforderung durch die Betreiber von Übertragungsnetzen und erforderlichenfalls in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes, in das die Anlage eingebunden ist, die Anlage betriebsbereit machen.

Zu Absatz 5

Absatz 5 enthält umfassende Regelungen zur endgültigen Stilllegung von Anlagen. Die bisher in § 13a Absatz 2 Satz 1 bis 7 EnWG enthaltenen Bestimmungen werden in den § 13b Absatz 5 Satz 1 bis 7 EnWG verschoben.

Die bisherigen Sätze 8 und 9 werden neu gefasst. Dies ist Folge der Verschiebung der Definition der Systemrelevanz einer Anlage in den Absatz 2. Der neu in Absatz 2 aufgenommene Satz 9 ändert den Zeitraum der möglichen Ausweisung einer Anlage als systemrelevant ab.

Nach bisheriger Rechtslage war die Ausweisung der Systemrelevanz einer Anlage auf eine Dauer von höchstens 24 Monaten beschränkt. Die Änderung führt dazu, dass zwar weiterhin als Regelfall eine Ausweisung der Systemrelevanz einer Anlage für eine Dauer von 24 Monaten erfolgt. Von dieser Regel kann jedoch ausnahmsweise abgewichen werden. Maximal zulässig ist ein längerer Zeitraum, in dem die Systemrelevanz der Anlage durch den regelzonenverantwortlichen Betreiber eines Übertragungsnetzes nachgewiesen und durch die BNetzA bestätigt wird.

Die Anpassung des Zeitraums der Systemrelevanzausweisung trägt den Bedürfnissen der Praxis Rechnung. Die bisherige Praxis hat gezeigt, dass für Kraftwerksbetreiber, denen die endgültige Stilllegung ihrer Anlage untersagt worden ist, der Zeitraum der Systemrelevanzausweisung und -genehmigung von 24 Monaten relativ kurz ist. Insbesondere aus betrieblichen Gründen erscheint ein weiterreichender Zeitraum angemessen, um die Arbeitnehmer, die in entsprechenden Kraftwerken tätig sind, für die Dauer der Systemrelevanzausweisung weiter zu beschäftigen.

Der neue Satz 8 regelt daher, dass die Ausweisung grundsätzlich in dem Umfang und für den Zeitraum erfolgt, der jeweils erforderlich ist, um die Gefährdung oder Störung abzuwenden. Durch die in Satz 9 vorgesehene Möglichkeit, von den 24 Monaten in bestimmten Situationen abzuweichen und Ausweisungen sowie Genehmigungen der Systemrelevanz über einen längerfristigen Zeitraum zuzulassen, wird ein Zugewinn an wirtschaftlicher und beruflicher Planungssicherheit für Kraftwerksbetreiber und Beschäftigte und somit der Verfügbarkeit der Anlagen für die Netzreserve erzielt. Durch die Anknüpfung des Zeitraums der Ausweisung an die bestätigte Systemrelevanz-Analyse der BNetzA wird die Abweichungsmöglichkeit zugleich an einen objektiv nachvollziehbaren Maßstab geknüpft. Dadurch gewinnen die Kraftwerksbetreiber an Planungssicherheit hinzu. Entsprechendes gilt auch für die Beschäftigten, die im Hinblick auf ihre Berufswegplanung eine bessere Entscheidungsgrundlage gewinnen.

Die bisherige Regelung nach § 13a Absatz 2 Satz 10 EnWG, nach der der Betreiber des Übertragungsnetzes dem Betreiber der Anlage die Ausweisung mit der Begründung unverzüglich nach Genehmigung durch die BNetzA mitzuteilen hat, wird in den neuen § 13b Absatz 5 Satz 10 EnWG verschoben. Die bisherige Regelung des § 13a Absatz 3 Satz 1 EnWG wird in den § 13b Absatz 5 Satz 11 EnWG aufgenommen. Dabei wird aus Gründen der Klarstellung ein Halbsatz ergänzt, der den Betreiber einer Anlage, deren endgültige Stilllegung nach Satz 1 verboten ist, verpflichtet, auf Anforderung des Betreibers eines Übertragungsnetzes auch die Betriebsbereitschaft der Anlage für Anpassungen der Einspeisung weiter vorhalten oder wiederherstellen, soweit dies nicht technisch oder rechtlich ausgeschlossen ist.

Zu Absatz 6

Absatz 6 verankert den Grundsatz, dass die Bestimmungen des § 13b EnWG nicht für die stillzulegenden Anlagen nach § 13g EnWG gelten. Damit wird klargestellt, dass bei der Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach § 13g EnWG andere Voraussetzungen zur Anwendung kommen als bei sonstigen Stilllegungen von Anlagen.

Zu § 13c

Der neue § 13c EnWG regelt die Vergütung bei geplanten Stilllegungen von Anlagen. Damit werden die bisherigen Vergütungsregelungen aus § 13 Absatz 1b EnWG, § 13a Absatz 3 EnWG sowie §§ 6, 11 der Reservekraftwerksverordnung gebündelt in dem neuen § 13c EnWG geregelt.

Zu Absatz 1

Die bisherigen Regelungen zu vorläufigen Stilllegungen von Anlagen nach § 13 Absatz 1b EnWG werden in den neuen § 13c Absatz 1 EnWG verschoben. Die Regelung steht in einem engen Zusammenhang mit den Regelungen der Netzreserveverordnung.

Satz 1 regelt den Umfang der angemessenen Vergütung bei geplanten vorläufigen Stilllegungen von Anlagen. Danach kann der Betreiber einer Anlage, die von dem Betreiber eines Übertragungsnetzes angefordert wurde und die andernfalls auf Grund einer vorläufigen Stilllegung im erforderlichen Zeitraum nicht anfahrbereit wäre und der nach § 13b Absatz 4 EnWG dazu aufgefordert wurde, die Betriebsbereitschaft der Anlage für Anpassungen der Einspeisung weiter vorzuhalten oder wiederherzustellen, eine angemessene Vergütung geltend machen. Diese umfasst nach Nummer 1 die für die Vorhaltung oder die Herstellung der Betriebsbereitschaft notwendigen Auslagen (Betriebsbereitschaftsauslagen), nach Nummer 2 die Erzeugungsauslagen und nach Nummer 3 den anteiligen Werteverbrauch. Klarstellend wird darauf hingewiesen, dass zu den Erzeugungsauslagen insbesondere auch die Mehrkosten zählen, die durch zusätzliche Instandhaltung und zusätzlichen Verschleiß aufgewendet werden müssen, wenn und soweit diese unmittelbar auf Grund der jeweiligen Anpassung der Einspeisung entstehen. Maßstab für die Bestimmung der Erzeugungsauslagen sind die Wiederbeschaffungskosten.

Die Aufnahme eines neuen Satzes 2 in § 13c Absatz 1 EnWG dient der Konkretisierung und Klarstellung des Umfangs der Erstattung von Betriebsbereitschaftsauslagen. Danach sind Betriebsbereitschaftsauslagen von Anlagen nach Satz 1 Nummer 1 zu erstatten, wenn und soweit diese ab dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes anfallen und dem Netzreservebetrieb zu dienen bestimmt sind. Im Übrigen trifft § 11 Absatz 2 Satz 2 NetzResV nähere Vorgaben.

Es wird klargestellt, dass eine Erstattung der Kosten bereits ab dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz der Anlage durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes erfolgt, sofern die Auslagen der Vorhaltung oder dem Einsatz der Anlage in der Netzreserve zu dienen bestimmt sind. Nach bisheriger Rechtslage entstand der Anspruch erst nach Ablauf von zwölf Monaten, was angesichts der anfallenden Kosten der Anlagenbetreiber als nicht sachgerecht anzusehen war. Durch die Änderung kann der Anlagenbetreiber einen Anspruch auf Kostenerstattung ab dem Zeitpunkt geltend machen, ab welchem der Betreiber eines Übertragungsnetzes die Systemrelevanzprüfung abgeschlossen und die Anlage als systemrelevant ausgewiesen hat. Hierdurch wird ein zeitlicher Gleichlauf des Kostenerstattungsanspruches der Betreiber, die eine vorläufige Stilllegung anzeigen, und der Betreiber, die eine endgültige Stilllegung ihrer Anlagen anzeigen, sichergestellt.

Da systemrelevante Anlagen erst ab dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes einen Anspruch auf Kostenerstattung haben, wird zugleich eine Ungleichbehandlung nicht systemrelevanter Anlagen ausgeschlossen. Betriebsbereitschaftsauslagen, die vor der Stilllegungsanzeige anfallen, vom Anlagenbetreiber aber erst nach der Ausweisung als systemrelevant in Rechnung gestellt werden, werden nicht erstattet. Die Änderung führt zudem dazu, dass mögliche Anreize, notwendige Reparaturen in den Zeitraum nach Ablauf der zwölfmonatigen Frist zu verschieben, vermieden werden.

Der neue Satz 3 regelt, wie der anteilige Werteverbrauch nach Satz 1 Nummer 3 zu bestimmen ist. Danach sind Grundlage für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs entsprechend der Erstattung des Werteverbrauchs im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen nach § 13a EnWG für die Anlage oder Anlagenteile die handelsrechtlichen Restwerte und damit auch die handelsrechtlichen Restnutzungsdauern in Jahren. Der Anteil des Werteverbrauchs, der durch die jeweilige Maßnahme verursacht worden ist, ergibt sich aus dem Verhältnis der anrechenbaren Betriebsstunden im Rahmen von Maßnahmen nach § 13a Absatz 1 Satz 2 EnWG und den für die Anlage bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden.

Satz 4 regelt, dass im Rahmen der Erzeugungsauslagen ein Arbeitspreis in Form der notwendigen Auslagen für eine Einspeisung der Anlage gewährt wird. Im Übrigen wird hinsichtlich der Kostenregelung auf § 11 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 i. V. m. § 6 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 NetzResV verwiesen.

Zu Absatz 2

Der neue § 13c Absatz 2 Satz 1 EnWG regelt den Fall, dass der Anlagenbetreiber nach Anzeige einer vorläufigen Stilllegung und Systemrelevanzausweisung der Anlage die Vergütung in Anspruch nimmt. Dadurch sollen Missbräuche vermieden werden. Danach darf der Betreiber der Anlage, der den Betreiber des Übertragungsnetzes auf Zahlung der Betriebsbereitschaftsauslagen in Anspruch nimmt, ab diesem Zeitpunkt die Anlage für die Dauer von vier Jahren ausschließlich nach Maßgabe angeforderter Systemsicherheitsmaßnahmen betreiben. In dem neuen Satz 1 wird somit der Zeitraum, in dem einer Anlage die Teilnahme am Strommarkt untersagt wird, für den Fall der vorläufigen Stilllegung von fünf auf vier Jahre verkürzt. Ein fünfjähriges Verbot der Teilnahme am Strommarkt hat sich bei vorläufigen Stilllegungen in der Praxis als zu lang erwiesen. Auf Grund der sich derzeit schnell ändernden Rahmenbedingungen kann für eine Anlage, die zum Zeitpunkt der geplanten vorläufigen Stilllegung unrentabel ist, schon wenige Jahre nach der vorläufigen Stilllegung eine Teilnahme an den Strommärkten wieder wirtschaftlich sein. Daher soll der Zeitraum des Verbots der Teilnahme an den Strommärkten den sich ändernden Bedingungen angepasst werden. Zugleich sollen Betreiber von Anlagen durch die Erstattung der Betriebsbereitschaftsauslagen keinen Anreiz haben, ihre Anlagen zur vorläufigen Stilllegung anzumelden. Künftig ist daher eine Marktteilnahme ab dem Zeitpunkt der Kostenerstattung nach Satz 1 für einen Zeitraum von vier Jahren nicht mehr möglich. Hierdurch werden die Beschränkungen für die Betreiber der Anlagen und Marktverzerrungen verringert.

Satz 2 regelt, was nach Ablauf der vier Jahre gilt. Danach ist, wenn die Anlage nach Ablauf der Vierjahresfrist wieder eigenständig an den Strommärkten eingesetzt wird, der Restwert investiver Vorteile, die der Betreiber der Anlage erhalten hat, zu erstatten.

Der neue Satz 3 stellt klar, dass für die Beurteilung des Restwertes investiver Vorteile nach Satz 2 der Zeitpunkt maßgeblich ist, zu dem die Anlage wieder eigenständig an den Strommärkten eingesetzt wird.

Eine Rückgewähr aller Betriebsbereitschaftsauslagen hat sich als zu weitgehend erwiesen. Dadurch würde eine vorläufig stillgelegte Anlage schlechter gestellt werden als eine Anlage, die weiter am Markt eingesetzt wird. Durch die Regelung soll zugleich sichergestellt werden, dass der Anlagenbetreiber bei einer Rückkehr an die Strommärkte keine Vorteile erhält, die weit überwiegend investiver Natur sind und ihn gegenüber anderen Marktteilnehmern privilegieren würde.

Zu Absatz 3

Der neue § 13c Absatz 3 EnWG regelt die Vergütung bei geplanten endgültigen Stilllegungen von Anlagen. Die bisherige Regelung des § 6 der Reservekraftwerksverordnung

wird inhaltlich weitgehend in den § 13c Absatz 3 EnWG verschoben. Aus Gründen der besseren Verständlichkeit und Rechtsklarheit sollen alle kostenrelevanten Regelungen bei geplanten endgültigen Stilllegungen von Anlagen in einer Norm gebündelt werden. Die Regelung wird zudem aus Gründen der Rechtsklarheit neu strukturiert.

Satz 1 stellt klar, dass dem Betreiber einer Anlage, deren endgültige Stilllegung nach § 13b Absatz 5 Satz 1 EnWG verboten ist, eine Vergütung für die Verpflichtung nach § 13b Absatz 5 Satz 11 durch den jeweiligen Betreiber des Übertragungsnetzes zu zahlen ist.

Nach Nummer 1 hat der Betreiber der Anlage Anspruch auf die Erhaltungsauslagen. Die vorgenommene Streichung der Bezugnahme auf den Ablauf der Frist nach § 13b Absatz 1 Satz 1 EnWG trägt den praktischen Erfordernissen Rechnung. Nach bisheriger Rechtslage war unklar, ob die im Zwölfmonatszeitraum ab Stilllegungsanzeige anfallenden Erhaltungsauslagen erstattungsfähig waren. Es besteht ein nicht unerhebliches Risiko, dass ein Anlagenbetreiber, der seine Anlage endgültig stilllegen will, innerhalb des Zeitraums von zwölf Monaten keine Erhaltungsmaßnahmen auf eigene Kosten mehr vornehmen wird. Werden solche Erhaltungsmaßnahmen auf den Zeitraum nach Ablauf der zwölf Monate verschoben, können sie sich deutlich verteuern. Daher sollen die Erhaltungsauslagen zukünftig ab dem Zeitpunkt erstattet werden, zu dem der Betreiber eines Übertragungsnetzes die Anlage als systemrelevant ausweist. Entsprechend der bisherigen Regelung des § 6 der Netzreserveverordnung wird in Nummer 2 klarstellend geregelt, dass auch die Betriebsbereitschaftsauslagen erstattet werden.

Zusätzliche Voraussetzung ist nach Satz 2, dass die Erhaltungsauslagen bzw. die Betriebsbereitschaftsauslagen tatsächlich der Vorhaltung und dem Einsatz der Anlage in der Netzreserve zu dienen bestimmt sind. Dies schränkt mögliche Missbrauchsfälle ein und vermeidet die Erstattung von Kosten für Erhaltungsmaßnahmen, die unabhängig von dem Erhalt der Betriebsfähigkeit der Anlage für den Netzreservebetrieb ergriffen werden.

Nach Nummer 3 sind Erzeugungsauslagen zu erstatten. Die neu eingefügte Nummer 4 sieht eine Erstattung von Opportunitätskosten vor. Danach sind Opportunitätskosten in Form einer angemessenen Verzinsung nur zu erstatten, wenn und soweit eine verlängerte Kapitalbindung in Form von Grundstücken und anderen weiterverwertbaren technischen Anlagen auf Grund deren Verpflichtung für die Netzreserve besteht. Anlagen, die im Falle einer endgültigen Stilllegung keiner Weiterverwertung zugänglich sind, dürfen dabei keine Berücksichtigung finden, da diese auch im Falle der sofortigen Stilllegung keinen Wert mehr hätten. Weiterverwertbar sind dabei alle technischen Anlagenteile, die nach der endgültigen Stilllegung der Anlage ausgebaut und in einer anderen Energieerzeugungsanlage verwendet werden können. Der Anlagenbetreiber hat die Weiterverwertbarkeit der technischen Anlagenteile nachzuweisen. Im Falle einer endgültigen Stilllegung ist eine verlängerte Kapitalbindung bei Grundstücken und anderen weiterverwertbaren technischen Anlagen oder Anlagenteilen über den beabsichtigten Stilllegungszeitraum hinaus gegeben, die der Anlagenbetreiber im Falle der sofortigen Stilllegung vermieden hätte. Für das in diesen Positionen gebundene Kapital wird daher eine marktangemessene Verzinsung als Ausgleich für entgangene Verwendungsmöglichkeiten erstattet. Die Regelung stellt aber zugleich klar, dass darüber hinausgehende Opportunitäten nicht zu erstatten sind.

Nach dem neu eingefügten Satz 3 sind Wertverbräuche von Anlagen, die im Fall einer endgültigen Stilllegung weiterverwertet werden könnten und durch Abnutzung in der Netzreserve einen Wertverbrauch erleiden, in angemessener Weise auszugleichen. Der Werteverbrauch ist allerdings nur erstattungsfähig, wenn und soweit die Anlage tatsächlich in der Netzreserve eingesetzt wird. Satz 3 zweiter Halbsatz konkretisiert das Verfahren der Ermittlung des anteiligen Werteverbrauchs und verweist insofern auf § 13c Absatz 1 Satz 3 EnWG.

Satz 4 stellt klar, dass Kosten, die auch im Fall einer endgültigen Stilllegung angefallen wären, nicht erstattungsfähig sind.

Zu Absatz 4

Absatz 4 regelt, welche Rechtsfolgen mit der Geltendmachung der Erhaltungsauslagen oder der Betriebsbereitschaftsauslagen im Sinne von § 13c Absatz 3 EnWG verbunden sind. Nach Satz 1 darf der Betreiber der Anlage, der den Betreiber des Übertragungsnetzes auf Zahlung der Erhaltungsauslagen oder Betriebsbereitschaftsauslagen in Anspruch nimmt, die Anlage bis zu ihrer endgültigen Stilllegung ausschließlich nach Maßgabe angeforderter Systemsicherheitsmaßnahmen betreiben. Damit wird ein Gleichlauf zu der Regelung in § 13c Absatz 2 EnWG bei vorläufigen Stilllegungen erreicht und das Verbot der Anlage zur Teilnahme an den Strommärkten verankert. Zugleich wird hierdurch ein Missbrauch der Regelungen und eine Verzerrung des Strommarktes vermieden.

Satz 2 regelt, dass bei einer endgültigen Stilllegung der Anlage der Restwert investiver Vorteile bei wiederverwertbaren Anlagenteilen, die der Betreiber der Anlage im Rahmen der Erhaltungsauslagen nach Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 und der Betriebsbereitschaftsauslagen im Sinne von § 13c Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EnWG erhalten hat, zu erstatten ist. Wiederverwertbar sind alle technischen Anlagenteile, die nach der endgültigen Stilllegung der Anlage ausgebaut und in einer anderen Energieerzeugungsanlage verwendet werden können.

Satz 3 stellt klar, dass der Restwert zu dem Zeitpunkt maßgeblich ist, zu dem die Anlage nicht mehr als Netzreserve vorgehalten wird. Maßgeblich ist das Ende der vertraglichen Bindungsdauer.

Satz 4 enthält die Regelungsinhalte des § 6 Absatz 1 Satz 2 NetzResV. Materielle Änderungen sind hiermit nicht verbunden.

Zu Absatz 5

Absatz 5 enthält die Regelungsinhalte des bisherigen § 6 Absatz 1 Satz 4 der Reservekraftwerksverordnung und wird sowohl auf vorläufige wie endgültige Stilllegungen erstreckt.

Zu Absatz 6

Absatz 6 verankert wie § 13b Absatz 6 EnWG den Grundsatz, dass die Bestimmungen des § 13c EnWG nicht für die stillzulegenden Anlagen nach § 13g EnWG gelten. Damit wird klargestellt, dass sich die Kostenerstattung bei der Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach § 13g EnWG von der Vergütung bei sonstigen Stilllegungen von Anlagen unterscheidet.

Zu § 13d

Der neue § 13d EnWG regelt die Netzreserve. Der bisherige § 13a Absatz 4 EnWG wird gestrichen. Hintergrund hierfür ist, dass die Absicherung des Strommarktes durch die Einführung einer Kapazitätsreserve gewährleistet wird und der Einsatz der Netzreserve an den Strommärkten nicht mit dem „Strommarkt 2.0“ im Einklang steht.

Zu Absatz 1

Stattdessen werden im neuen Absatz 1 die Eckpunkte der Netzreserve geregelt. Satz 1 beinhaltet zunächst eine Definition der Netzreserve. Danach unterfallen der Netzreserve Anlagen, die nach § 13b Absatz 4 und 5 EnWG sowie nach Maßgabe der Netzreserveverordnung von den Betreibern von Übertragungsnetzen zum Zweck der Gewährleis-

tung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems vorgehalten werden. Klarstellend werden insbesondere die Vorhaltung für die Bewirtschaftung von Netzengpässen, für die Spannungshaltung sowie zur Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus durch die Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit und der Inselbetriebsfähigkeit genannt. Damit werden Überschneidungen der Zwecke der Netzreserve mit den Zwecken der Kapazitätsreserve ausgeschlossen. Die Definition der Netzreserve dient der Klarstellung, dass künftig sowohl die zur vorläufigen oder endgültigen Stilllegung angezeigten systemrelevanten Anlagen als auch die vertraglich nach Maßgabe der Netzreserveverordnung gebundenen Reservekraftwerke als Anlagen der Netzreserve eingeordnet werden.

Die Regelungsinhalte waren bislang zum Teil in § 13b Absatz 1 Nummer 2 Satz 1 und 3 EnWG geregelt. Sie werden als wesentliche Eckpunkte der Netzreserve nun in § 13d Absatz 1 EnWG geregelt, ohne dass damit wesentliche inhaltliche Änderungen verbunden wären. Für die Zwecke der besseren Lesbarkeit werden in Satz 2 die Anlagen, die die Netzreserve bilden, enumerativ aufgelistet. Satz 2 stellt klar, dass die Netzreserve aus Anlagen, die derzeit nicht einspeisen und aufgrund ihrer Systemrelevanz auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber wieder betriebsbereit gemacht werden müssen (Nummer 1), aus systemrelevanten Anlagen, die eine vorläufige oder endgültige Stilllegung angezeigt haben (Nummer 2), aus geeigneten Anlagen im europäischen Ausland (Nummer 3) sowie aus neu zu errichtenden Anlagen (Nummer 4) gebildet wird.

Zu Absatz 2

Absatz 2 Satz 1 regelt, dass ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 für die Netzreserve ein Bedarf für bis zu zwei Gigawatt an neu zu errichtenden Anlagen besteht. Die beiden letzten großen Schritte des Ausstiegs aus der Kernenergie stehen in den Winterhalbjahren 2021/2022 und 2022/2023 an. Es muss insbesondere sichergestellt werden, dass in den beiden in Süddeutschland gelegenen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg rechtzeitig ausreichend Erzeugungsleistung für Redispatch-Maßnahmen vorhanden und diese auch ausreichend schnell und zuverlässig verfügbar ist. Hierzu sind neu zu errichtende Erzeugungsanlagen in einem Umfang von zunächst bis zu zwei Gigawatt aus Gründen der Vorsorge erforderlich, da die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems allein mit bestehenden Anlagen aus heutiger Sicht nicht mit hinreichender Sicherheit gewährleistet werden kann. Auch vor dem Hintergrund, dass der jeweilige Zeitpunkt für die Fertigstellung einzelner neuer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen nicht exakt geplant werden kann und Verzögerungen hier nicht mit absoluter Sicherheit ausgeschlossen werden können, soll ausreichend Erzeugungsleistung für Redispatch-Maßnahmen in Süddeutschland zur Verfügung stehen. Ebenso soll in Situationen mit hochausgelasteten Leitungen ein kurzzeitig aufeinanderfolgender Ausfall von zwei Kraftwerksblöcken in Süddeutschland durch ausreichend schnell verfügbare Erzeugungsleistung netztechnisch beherrschbar sein.

Die bis zu zwei Gigawatt neu zu errichtende Anlagen sind ein Zielwert, der von den Betreibern von Übertragungsnetzen im Rahmen ihrer durchzuführenden Bedarfsanalyse zu berücksichtigen ist. Satz 2 regelt daher, dass die Betreiber von Übertragungsnetzen den spezifischen Bedarf an neu zu errichtenden Anlagen nach Satz 1 im Rahmen der von ihnen durchzuführenden Analysen bis zum 30. November 2016 bestimmen. Der zweite Halbsatz regelt, dass die Bundesnetzagentur den Bedarf bis zum 30. Januar 2017 bestätigt. Als Maßstab legen sie bei ihren Analysen die Anforderungen nach § 3 NetzResV zugrunde. Sie binden nach Satz 3 unverzüglich nach Bestätigung des Bedarfs durch die Bundesnetzagentur anschließend je nach Ergebnis der Analysen bis zu zwei Gigawatt neu zu errichtende Anlagen in den Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg durch ein Ausschreibungsverfahren. Die Leistungserbringung erfolgt ab dem Winterhalbjahr 2021/2022. Die Beschränkung auf die beiden Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg ist gerechtfertigt, da diese vorrangig von Redispatch-Maßnahmen betroffen sind und künftig betroffen sein werden. Aufgrund der diversen zurzeit und auch künftig

bestehenden Engpässe im deutschen Übertragungsnetz benötigen die Betreiber der Übertragungsnetze Erzeugungsanlagen für Redispatch-Maßnahmen, die südlich der innerdeutschen Netzengpässe liegen. Für die Errichtung von neuen Erzeugungsanlagen kommen daher nur die Bundesländern Baden-Württemberg und Bayern in Frage. Die Vergütung ergibt sich aus dem Ausschreibungsverfahren und wird in einem Vertrag zwischen Kraftwerksbetreiber und dem Betreiber eines Übertragungsnetzes geregelt. Neuanlagen gewährleisten eine größtmögliche Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der Reserve. Sie ermöglichen zudem einen effizienteren Einsatz der Netzreserve, weil im Bedarfsfall weniger alte, inflexible Anlagen angefahren werden müssen.

Gleichzeitig können die neu zu errichtenden Anlagen der Netzreserve auch im Rahmen der Kapazitätsreserve genutzt werden, um Leistungsbilanzdefizite infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage auf den Strommärkten im deutschen Netzregelverbund auszugleichen, und auf den Umfang der zu beschaffenden Kapazitätsreserve angerechnet werden. Auf diese Weise werden beide Reserven effizient verzahnt und Synergieeffekte genutzt. Ergeben die Systemanalysen der Betreiber von Übertragungsnetzen in den darauffolgenden Jahren, dass im Rahmen der Netzreserve kein Bedarf mehr für die Anlagen besteht, so werden sie weiterhin als Kapazitätsreserve genutzt und unterstehen den hierfür geltenden Regelungen.

Die in Satz 3 festgelegte 15-jährige Vertragslaufzeit ermöglicht eine kosteneffiziente Nutzung der neu zu errichtenden Anlagen in der langfristig angelegten Kapazitätsreserve. Sie orientiert sich zugleich an den in der Energiewirtschaft üblichen Abschreibungsdauern für Gasturbinenkraftwerke.

In Satz 4 wird ein Gebotstermin für die Ausschreibung festgelegt. Danach erfolgt die Bindung der Anlagen im Rahmen eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens mit Gebotstermin 30. April 2017. Die Festlegung eines Gebotstermins für die Ausschreibung ist erforderlich, um bei den langen Vorlaufzeiten für die Projektplanung und Realisierung sicherzustellen, dass die neu zu errichtenden Anlagen bis zum Winterhalbjahr 2021/2022 auch zur Verfügung stehen. Dadurch wird auch gewährleistet, dass die Betreiber von Übertragungsnetzen das Ausschreibungsverfahren sachgerecht durchführen können.

Nach Satz 5 gelten für die Bindung der neu zu errichtenden Erzeugungsanlagen die Regelungen der Kapazitätsreserve nach § 13e Absatz 2 bis Absatz 4 EnWG, mit Ausnahme von Absatz 3 Satz 6 und 7, sowie der Rechtsverordnung nach § 13h EnWG entsprechend. Die Verordnung zur Kapazitätsreserve nach § 13h EnWG sieht detaillierte Regelungen für die Ausschreibung einschließlich Fristen, Zuschlagskriterien und Veröffentlichungsfristen vor, welche sich auch für die Beschaffung neu zu errichtender Anlagen für die Netzreserve eignen. Gleiches gilt für die Vergütungsregeln. Hier sind neu zu errichtende Anlagen für die Netzreserve vergleichbar mit Anlagen der Kapazitätsreserve, da durch die Teilnahme an einer Ausschreibung eine freiwillige Verpflichtung eingegangen wird und diese sich insoweit von den für die Netzreserve im Übrigen verpflichteten Anlagen unterscheiden. Insbesondere ist für die neu zu errichtenden Anlagen für die Netzreserve keine Erstattung von Betriebsbereitschaftsauslagen vorzusehen, da diese Auslagen im Rahmen der Ausschreibung in das Gebot eingestellt werden.

Nach Satz 6 sind Betreiber von neu errichteten Erzeugungsanlagen in der Netzreserve zusätzlich zu den Regeln der Netzreserveverordnung auch verpflichtet, auf Anweisung des Betreibers eines Übertragungsnetzes nach den Regelungen der Rechtsverordnung nach § 13h EnWG die Einspeisung ihrer Anlage anzupassen.

Satz 7 präzisiert, dass die Einbeziehung neu zu errichtender Anlagen nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 4 über den Bedarf nach Satz 1 hinaus nur in begründeten Ausnahmefällen zulässig ist. Wie nach bisheriger Rechtslage stellt Satz 7 klar, dass ein begründeter Ausnahmefall insbesondere dann vorliegt, wenn die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems allein mit der Beschaffung einer Netzreserve aus Anlagen nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 bis Nummer 3 gefährdet wäre oder eine Ertüchti-

gung bestehender Anlagen im Vergleich zur Beschaffung einer neu zu errichtenden Anlage nicht wirtschaftlich ist. Inhaltlich sind damit keine Änderungen gegenüber der geltenden Rechtslage verbunden.

Nach Satz 8 sind auch für Anlagen nach Satz 7 die Sätze 5 und 6 entsprechend anzuwenden. Somit werden auch alle weiteren neu zu errichtenden Anlagen nach Satz 5 nach dem Beschaffungsverfahren der Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG und der Rechtsverordnung nach § 13h EnWG mit einer Vertragslaufzeit von 15 Jahren gebunden. Dadurch gelten auch für diese Anlagen insbesondere die detaillierten Regelungen zu Ausschreibung einschließlich Fristen, Zuschlagskriterien, Veröffentlichungsfristen und Vergütungsregeln des Beschaffungsverfahrens nach § 13e EnWG und der Rechtsverordnung nach § 13h EnWG. Zudem sind die Betreiber von neu errichteten Erzeugungsanlagen in der Netzreserve nach Satz 5 zusätzlich zu den Regeln der Netzreserveverordnung auch verpflichtet, auf Anweisung des Betreibers eines Übertragungsnetzes nach den Regelungen der Rechtsverordnung nach § 13h EnWG die Einspeisung ihrer Anlage anzupassen.

Zu Absatz 3

Absatz 3 enthält Regelungen zu dem Verhältnis der Netzreserve zu der neu eingeführten Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG.

Nach Satz 1 können Anlagen, die als Netzreserve zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems verpflichtet worden sind, mit Ausnahme von neu errichteten Anlagen unter den Voraussetzungen des § 13e EnWG und den Regelungen der Verordnung nach § 13h EnWG auch an dem Verfahren der Beschaffung der Kapazitätsreserve teilnehmen. Anlagen der Netzreserve haben grundsätzlich eine andere Funktion als die Anlagen der Kapazitätsreserve. Die Netzreserve dient insbesondere der Behebung von Netzengpässen und der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes. Es erscheint aber sachgerecht, dass die Netzreserveanlagen grundsätzlich auch an dem Verfahren zur Beschaffung der Kapazitätsreserve teilnehmen können. Dies sichert eine enge Verzahnung beider Reserven.

Satz 2 stellt das Verhältnis der Netzreserve zu der Kapazitätsreserve klar. Danach erhalten Netzreserveanlagen, die an dem Beschaffungsverfahren für die Kapazitätsreserve erfolgreich teilnehmen, die Vergütung ausschließlich nach den Vorschriften der Kapazitätsreserve. Eine doppelte Vergütung aus beiden Reserven ist danach zur Vermeidung von Missbrauchsmöglichkeiten ausgeschlossen. Vorrangig sind die Vergütungsregelungen der Kapazitätsreserve anzuwenden.

Satz 3 sichert die Nutzung dieser Anlagen als Netzreserve ab, indem klargestellt wird, dass die Anlagen weiterhin verpflichtet sind, auf Anweisung der Betreiber von Übertragungsnetzen ihre Einspeisung nach der Netzreserveverordnung anzupassen. Dadurch wird sichergestellt, dass Anlagen, die an netztechnisch günstigen Orten stehen, durch die Betreiber von Übertragungsnetzen auch in den Fällen eingesetzt werden können, in denen es für die Systemsicherheit auf Grund von Netzengpässen erforderlich ist.

Zu Absatz 4

§ 13d Absatz 4 Satz 1 EnWG stellt zunächst wie bislang § 1 Absatz 2 der bisherigen Reservekraftwerksverordnung klar, dass die Bildung der Netzreserve und der Einsatz der Anlagen der Netzreserve unbeschadet der gesetzlichen Verpflichtungen auf Grundlage des Abschlusses von Verträgen zwischen den Betreibern von Übertragungsnetzen und den Anlagenbetreibern nach Abstimmung mit der BNetzA erfolgt. Gegenüber der geltenden Rechtslage ist mit der Regelung keine Änderung verbunden.

Satz 1 verweist auch wegen der Einzelheiten des Verfahrens der Beschaffung der Netzreserve und des Einsatzes der Anlagen der Netzreserve sowie hinsichtlich der Bestimmungen des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen auf die Rechtsverordnung nach § 13i Absatz 3 EnWG.

Satz 2 stellt klar, dass Erzeugungsanlagen im Ausland weiterhin nach den Regelungen der Netzreserveverordnung vertraglich gebunden werden. Die Bindung von ausländischen Erzeugungskapazitäten über das Interessenbekundungsverfahren ist in der Praxis von Bedeutung und soll weiterhin möglich sein.

Zu § 13e

§ 13e EnWG enthält die tragenden Grundsätze zur Einführung einer Kapazitätsreserve. Die Einführung einer Kapazitätsreserve ist eine zentrale Maßnahme des Weißbuches und kostengünstiger als ein Stromversorgungssystem mit zusätzlichem Kapazitätsmarkt. Die Reserve spielt in einem weiterentwickelten Strommarkt eine bedeutende Rolle. Wesentliche Zielsetzung ist es, insbesondere in der Übergangsphase bis Mitte der 2020er Jahre, die Stromversorgung zusätzlich abzusichern.

Die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG dient dazu, die Stromversorgung jederzeit durch einen kurzfristig einsetzbaren Kapazitätspuffer abzusichern und so auf kurzfristig auftretende, außergewöhnliche Situationen reagieren zu können. Die Sicherheitsbereitschaft nach § 13g EnWG hingegen soll einen Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele leisten sowie daneben die Stromversorgung für länger andauernde und mit einer gewissen Vorlaufzeit vorhersehbare Extremsituationen zusätzlich absichern. Zu solchen Extremsituationen zählen länger andauernde Wetterextreme, z. B. wenn auf Grund von zu hohen Temperaturen oder zu niedrigen Pegelständen der Flüsse ein Kühlwassermangel in Kraftwerken absehbar ist oder durch lang anhaltend zugefrorene Flüsse die Brennstoffversorgung von Kraftwerken einschränkt wird.

Weitere Details zur Kapazitätsreserve regelt künftig die Kapazitätsreserveverordnung, die auf Grund des § 13h EnWG erlassen wird.

Zu Absatz 1

In Absatz 1 wird die Kapazitätsreserve gesetzlich definiert und verankert, wie sie grundsätzlich zu bilden ist. Die Kapazitätsreserve beinhaltet nach Satz 1 alle von den Betreibern von Übertragungsnetzen vorgehaltene Erzeugungsanlagen, die im Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten Leistungsbilanzdefizite im deutschen Netzregelverbund ausgleichen. Leistungsbilanzdefizite sind hier Differenzen zwischen der Stromentnahme und der Stromeinspeisung im deutschen Netzregelverbund, die nicht mit der am Strommarkt verfügbaren Leistung aus Erzeugungsanlagen, Speichern und Lastmanagement oder durch Regenergie ausgeglichen werden können.

Die Kapazitätsreserve wird nach Satz 2 ab dem Winterhalbjahr 2017/2018 schrittweise gebildet. In der Reserve wird Leistung außerhalb der Strommärkte vorgehalten, um Marktverzerrungen zu vermeiden. Die Reserveleistung aus Erzeugungsanlagen kann bei Bedarf von den Betreibern der Übertragungsnetze eingesetzt werden. Die Reserveleistung der Kapazitätsreserve darf nach Satz 3 ausschließlich auf Anforderung der Betreiber von Übertragungsnetzen einspeisen.

Zu Absatz 2

§ 13e Absatz 2 EnWG regelt die wesentlichen Inhalte, das Verfahren und den Zeitpunkt der Beschaffung der Kapazitätsreserve. Nach Satz 1 erfolgt die Bildung der Kapazitätsre-

serve im Rahmen eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens oder eines diesem hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertigen wettbewerblichen Verfahrens. Mit dem wettbewerblichen Beschaffungsverfahren wird dem Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit und der Kosteneffizienz Rechnung getragen.

Nach Satz 2 führen die Betreiber der Übertragungsnetze das Beschaffungsverfahren in regelmäßigen Abständen, erstmals im Jahr 2016, durch. Satz 3 regelt den Umfang der in der Kapazitätsreserve gebundenen Leistung. Das Kapazitätsreserve wird sukzessive aufgebaut. Die Anlagen aus dem Kapazitätsreserve sollen erstmalig zum Winterhalbjahr 2017/2018 gebunden werden.

Mit der Kapazitätsreserve wird ein Kapazitäts-Puffer geschaffen, das heißt es werden zusätzliche Kapazitäten neben den am Strommarkt aktiven Kapazitäten vorgehalten, um die Stromversorgung auch in nicht vorhersehbaren Extremsituationen abzusichern. Dieser Kapazitäts-Puffer soll in voller Größe zur Verfügung stehen, wenn die momentanen Überkapazitäten im Strommarkt abgebaut sind. Die zusätzlichen Kapazitäten der Kapazitätsreserve sollen dann dafür sorgen, dass das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch auch in bestimmten, außergewöhnlichen Situationen, erhalten bleibt. Es ist zu erwarten, dass die momentanen Überkapazitäten bis zum Jahr 2020 weitgehend abgebaut sind. Die Kapazitätsreserve soll daher vorher, d.h. bereits ab dem Winterhalbjahr 2019/2020, die volle Größe von fünf Prozent der durchschnittlich zu erwartenden Jahreshöchstlast erreichen.

Nach Absatz 2 Satz 3 Nummer 1 werden in der Kapazitätsreserve für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2017/2018 Erzeugungsanlagen mit einer Reserveleistung von 1,8 Gigawatt gebunden, nach Nummer 2 für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2019/2020 eine Reserveleistung in Höhe von fünf Prozent der durchschnittlichen Jahreshöchstlast im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland. Unter der Reserveleistung wird dabei die in der Ausschreibung angebotene Wirkleistungseinspeisung einer Anlage verstanden, die den Betreibern von Übertragungsnetzen für den Einsatz als Kapazitätsreserve zur Verfügung steht und die die technischen Anforderungen erfüllt. Die Reserveleistung kann nicht größer als die Nettonennleistung der Anlage sein. Nähere Details regelt die Verordnung nach § 13h EnWG. Um klarzustellen, worauf sich die Jahreshöchstlast bezieht, wird in Nummer 2 geregelt, dass der Jahreshöchstlastwert sich als Durchschnittswert errechnet aus der für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland für das Jahr, in dem der Erbringungszeitraum beginnt sowie das Folgejahr prognostizierten Jahreshöchstlast. Dabei kommt es auf den Durchschnitt der Jahreshöchstlast, das heißt das arithmetische Mittel über die beiden Jahre an. Die Prognosen sind aus dem jährlichen Bericht der BNetzA nach § 3 Absatz 1 NetzResV zu entnehmen. Ebenfalls klargestellt wird, dass der Jahreshöchstlastwert auch Netzverluste umfasst. Die Ausgangsgröße der Kapazitätsreserve in Höhe von fünf Prozent der Jahreshöchstlast orientiert sich an der Größe der Reservekapazität, die nach dem Verband der europäischen Netzbetreiber (ENTSO-Strom) nach dessen jährlicher Untersuchung über die Versorgungssicherheit, der sogenannte „Scenario outlook and adequacy forecast“, für unvorhersehbare Ereignisse zusätzlich zur Regelleistung für eine sichere Stromversorgung verfügbar sein sollte. ENTSO-Strom bezieht die fünf Prozent Reservekapazität auf die gesamte Erzeugungsleistung des Kraftwerksparks. Dies ist jedoch insbesondere bei großen Anteilen von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien nicht sinnvoll. Wird die Stromversorgung der Stromverbraucher durch einen Kapazitäts-Puffer abgesichert, ist der Bezug auf die zu erwartende durchschnittliche Jahreshöchstlast geeignet.

Die Kapazitätsreserve soll bereits ab dem Winterhalbjahr 2017/2018 mit einer Größe von 1,8 Gigawatt zur Verfügung stehen. Dadurch soll der Abbau von Überkapazitäten in den nächsten Jahren flankiert und die Stromversorgung bereits in dieser Phase mit einem Kapazitätspuffer abgesichert werden. Durch den schrittweisen Aufbau der Reserve können auch mögliche Rückwirkungen auf den Strommarkt minimiert werden. Zudem können Lernerfahrungen mit der ersten Ausschreibung gesammelt werden. Bei einem frühzeitigen

Aufbau der Kapazitätsreserve ist angesichts der Überkapazitäten im Markt ein größerer Wettbewerb der Bieter in der Ausschreibung zu erwarten. Potenzielle Bieter rekurrieren sich insbesondere aus stilllegungsbedrohten Anlagen, die zu relativ geringen Kosten in die Kapazitätsreserve bieten können. Dies ermöglicht eine kosteneffiziente Beschaffung im ersten und den weiteren Erbringungszeiträumen.

Der Beginn des ersten Erbringungszeitraums mit dem Winterhalbjahr 2017/2018 ist zugleich der frühestmögliche Zeitpunkt, da nach dem Inkrafttreten der Verordnung nach § 13h EnWG und vor der ersten Ausschreibung umfangreiche Vorbereitungen durch die Betreiber von Übertragungsnetzen erforderlich sind. Auch muss zwischen Zuschlag und Erbringungszeitraum ausreichend Zeit für die Anlagenbetreiber zur Verfügung stehen, um eventuell vorübergehend nicht betriebsbereite Anlagen wieder betriebsbereit zu machen.

Satz 4 stellt klar, dass Erzeugungsanlagen, die in der Kapazitätsreserve gebunden werden, wiederholt, das heißt mehrfach hintereinander, an dem Beschaffungsverfahren teilnehmen und gebunden werden können. Soweit eine Anlage für einen bestimmten Erbringungszeitraum nicht für die Kapazitätsreserve gebunden wird, jedoch an späteren Beschaffungsverfahren wieder teilnehmen möchte, muss sie für diesen Erbringungszeitraum – vorbehaltlich der Anforderungen der Netzreserve – vorläufig stillgelegt werden. Eine Vermarktung der Anlage auf den Strommärkten ist nicht zulässig.

Satz 5 regelt die Verzahnung der Kapazitätsreserve mit den nach § 13d Absatz 2 EnWG bis zu zwei Gigawatt neu zu errichtenden Erzeugungsanlagen. Im Rahmen des Beschaffungsverfahrens nach Satz 1 sind bei dem Umfang der zu beschaffenden Reserveleistung der Kapazitätsreserve in der Planung und im Bau befindliche neu zu errichtende Erzeugungsanlagen nach § 13d Absatz 2 EnWG zu berücksichtigen, das heißt auf den Umfang der Kapazitätsreserve anzurechnen.

Zu Absatz 3

Satz 1 regelt, dass die Anlagenbetreiber eine jährliche Vergütung für die Bereitstellung der Reserveleistung erhalten. Die Ermittlung der Vergütung erfolgt in einem transparenten Verfahren, welches mit der Rechtsverordnung nach § 13h EnWG detailliert geregelt wird.

Satz 2 regelt, welche Kosten von der im Wege der Ausschreibung ermittelten Vergütung abgedeckt werden und welche Kosten gesondert nach Anfall erstattet werden. Die Vergütung umfasst sämtliche Kosten, soweit sie nicht nach Satz 3 gesondert erstattet werden, für die Vorhaltung der Anlage einschließlich der Kosten für notwendige Anfahrvorgänge aufgrund anderer gesetzlicher Bestimmungen, für das Personal sowie sämtliche Kosten für die Instandhaltung und gegebenenfalls notwendige Nachbesserungen (Nummer 1). Instandhaltung sind dabei alle Maßnahmen zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustands oder der Rückführung in diesen, so dass die Anlage die geforderte Funktion erfüllen kann. Die Vergütung umfasst zudem den Werteverbrauch durch den Einsatz der Anlage (Nummer 2) sowie die Kapitalkosten und bei neu zu errichtenden Anlagen zusätzlich die Kosten für die Errichtung und die Inbetriebnahme. Dies gilt insbesondere für die Kosten, die für Wartung und für eventuelle Reparaturen der Anlage oder von Anlagenteilen anfallen.

Satz 3 regelt die Kosten, die gesondert erstattet werden. Satz 3 Nummer 1 nimmt die Kosten für die von den Betreibern von Übertragungsnetzen angeforderten Einspeisungen im Rahmen der Kapazitätsreserve und – wo zutreffend – im Rahmen der Netzreserve von der Vergütung aus. Diese werden ex post und einzeln abgerechnet. Dies gilt auch für eventuell erforderliche Probeabrufe. Der Grund für die Ausnahme ist, dass Einsätze im Rahmen der Kapazitätsreserve und der Netzreserve für die Betreiber der Anlagen nur sehr schwer vorherzusehen sind und die Einbeziehung in das Gebot zu hohen Risikoaufschlägen und damit teureren Geboten führen würde. Zudem ist davon auszugehen, dass die Kosten für die Vorhaltung der Anlagen den bedeutendsten Kostenblock darstellen und insofern eine Ausschreibung auf Basis der gebotenen Vorhaltekosten angebracht ist. Dies

orientiert sich auch an Vorgaben der europäischen Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien. Kosten für die Einspeisung sind die Aufwendungen, die durch einen konkreten Einspeisevorgang entstehen, insbesondere Brennstoffkosten sowie Kosten für Emissionszertifikate.

Nach Satz 3 Nummer 2 werden zudem die variablen Instandhaltungskosten gesondert erstattet, die durch eine von den Betreibern von Übertragungsnetzen angeforderte Einspeisung im Rahmen der Netzreserve verursacht worden sind. Unter den variablen Instandhaltungskosten sind die Mehrkosten zu verstehen, die aufgrund einer von den Betreibern von Übertragungsnetzen angeforderten Einspeisung im Rahmen der Netzreserve verursacht worden sind.

Ebenso werden nach Satz 3 Nummer 3 die Mehrkosten gesondert erstattet, die insbesondere aufgrund der Errichtung und des Betriebs der Brennstoff-Infrastruktur oder für die Kosten aus den Verträge für eine sicheren Brennstoffversorgung notwendigen Verträgen gemäß den Anforderungen durch die Rechtsverordnung nach § 13h EnWG gegenüber einer im Strommarkt üblichen Brennstoffversorgung entstehen können.

Die Betreiber von Übertragungsnetzen dürfen nach Satz 4 die ihnen bei der Durchführung der Rechtsverordnung nach § 13h EnWG entstehenden Kosten nach Abzug der entstehenden Erlöse über die Netzentgelte geltend machen. Dahinter steht der Gedanke, dass alle Netznutzer von der Vorhaltung der Kapazitätsreserve profitieren. Die Wälzung dieser Kosten erfolgt über die Netzentgelte, da die Kapazitätsreserve als Systemdienstleistung durch die Betreiber von Übertragungsnetzen eingesetzt wird. Sie dient dazu, nach Ausschöpfung der Regelenergie und der abschaltbaren Lasten sowie anderer Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Nummer 1 und 2 EnWG noch verbleibende physische Kapazitätsdefizite zu beheben, um Notfallmaßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG abzuwenden. Die Kosten nach Satz 4 gelten nach Satz 5 als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Absatz 2 Satz 2 ARegV. Diese Kosten werden durch die Rechtsverordnung nach § 13h EnWG im Wesentlichen vorfestgelegt. Die Betreiber von Übertragungsnetzen können sie nicht steuern. Daher sollen sie nicht dem Effizienzvergleich der Anreizregulierung unterliegen. Soweit bei der Durchführung der Rechtsverordnung nach § 13h EnWG Erlöse entstehen, sind diese von den Kosten in Abzug zu bringen. Nur die danach verbleibenden Kosten können die Betreiber von Übertragungsnetzen über die Netzentgelte an die Stromkunden weitergeben.

Die Betreiber von Übertragungsnetzen müssen nach Satz 6 den unterschiedlichen Umfang der nach Satz 4 bei jedem Betreiber eines Übertragungsnetzes verbleibenden Kosten nach Maßgabe der von ihnen oder anderen Netzbetreibern im Bereich ihres Übertragungsnetzes an Letztverbraucher gelieferten Strommengen über eine finanzielle Verrechnung untereinander ausgleichen. Da die Kapazitätsreserve für Fälle von deutschlandweiten Leistungsbilanzdefiziten vorgehalten wird, sollen die durch die Vorhaltung entstehenden Kosten gleichmäßig auf alle Netznutzer verteilt werden.

Aus Gründen der Klarstellung regelt Satz 7, dass die Betreiber von Übertragungsnetzen, die bezogen auf die an Letztverbraucher gelieferten Strommengen im Bereich ihres Netzes höhere Zahlungen zu leisten hatten, als es dem Durchschnitt aller Letztverbraucher entspricht, einen finanziellen Anspruch auf Belastungsausgleich gegenüber den anderen Betreibern von Übertragungsnetzen haben, bis alle Betreiber von Übertragungsnetzen eine Belastung tragen, die dem Durchschnitt aller Betreiber von Übertragungsnetzen entspricht. Damit wird der sogenannte horizontale Belastungsausgleich für die verbleibenden Kosten ermöglicht.

Zu Absatz 4

Absatz 4 regelt das grundsätzliche Vermarktungs- und Rückkehrverbot für Reserveanlagen an die Strommärkte.

Dieses ist erforderlich, damit die Funktionsweise der Strommärkte nicht beeinträchtigt wird: Die für die Versorgungssicherheit benötigten Kapazitäten refinanzieren sich im weiterentwickelten Strommarkt über die Marktmechanismen. Hierfür benötigen sie die Planungssicherheit, dass die Anlagen der Kapazitätsreserve nicht zu einem späteren Zeitpunkt als Wettbewerber am Strommarkt teilnehmen und dadurch die Erlöse der im Markt errichteten Kraftwerke verringern können.

Nach Nummer 1 dürfen die Betreiber von Erzeugungsanlagen, die in der Kapazitätsreserve gebunden sind, die gesamte Erzeugungsleistung und Erzeugungsarbeit dieser Anlagen nicht auf den Strommärkten veräußern. Dies wird gesetzlich als Vermarktungsverbot definiert. Die Reserveanlagen werden außerhalb der Strommärkte vorgehalten und eingesetzt, um diese nicht zu beeinträchtigen. Sie dienen ausschließlich zur Absicherung der Stromversorgung bei unvorhersehbaren Ereignissen und werden nur eingesetzt, wenn an den Strommärkten keine hinreichende Leistung mehr zur Beseitigung von Leistungsbilanzdefiziten zur Verfügung steht. Der Begriff der Strommärkte umfasst unter anderem den börslichen und außerbörslichen Terminmarkt, den börslichen und außerbörslichen vor- und untertägigen Spotmarkt sowie den Regelleistungsmarkt. Das Vermarktungsverbot gilt für die gesamte Erzeugungsleistung und Erzeugungsarbeit der Anlagen. Es gilt insbesondere auch für die Leistung einer in der Kapazitätsreserve gebundenen Anlage, die nicht als Reserveleistung zur Verfügung gestellt wird.

Nummer 2 verankert das Rückkehrverbot. Danach müssen die Betreiber der Erzeugungsanlagen ihre Anlagen endgültig stilllegen, sobald die Anlagen nicht mehr in der Kapazitätsreserve gebunden sind (Rückkehrverbot). Davon unberührt bleibt die Möglichkeit der Erzeugungsanlagen in der Kapazitätsreserve mehrfach an dem Beschaffungsverfahren teilzunehmen. In einem solchen Fall gilt das Rückkehrverbot erst für den Zeitraum nach der letztmaligen Bindung der Anlage in der Kapazitätsreserve. Soweit eine Anlage für einen bestimmten Erbringungszeitraum nicht für die Kapazitätsreserve gebunden wird, jedoch an späteren Beschaffungsverfahren wieder teilnehmen möchte, muss sie für diesen Zeitraum – vorbehaltlich der Anforderungen der Netzreserve – vorläufig stilllegen. Eine Vermarktung der Anlage auf den Strommärkten ist verboten.

Durch die Bezugnahme auf die Regelungen zur Netzreserve wird sichergestellt, dass Anlagen der Kapazitätsreserve weiterhin in der Netzreserve zum Einsatz kommen können, wenn diese als systemrelevante Anlagen ausgewiesen worden sind. Durch das Rückkehrverbot wird sichergestellt, dass die Betreiber der in der Kapazitätsreserve gebundenen Anlagen deren gesamte Erzeugungsleistung und Erzeugungsarbeit auch dann nicht mehr auf den Strommärkten veräußern dürfen, wenn sie nicht mehr in der Kapazitätsreserve gebunden sind.

Die Regelung des Satzes 2 stellt sicher, dass das Vermarktungsverbot und das Rückkehrverbot nicht durch Veräußerung oder Rechtsnachfolge umgangen werden können. Mit dem Eintritt in die Kapazitätsreserve sind beide Verbote untrennbar mit der vollständigen Anlage verbunden und gelten für jede Person, welche die Anlage betreibt. Die Regelung soll in der Kapazitätsreserveverordnung umgesetzt werden durch die Pflicht zur Anzeige der Nutzungsänderung einer Kapazitätsreserveanlage. Die zuständige Genehmigungsbehörde hat eine entsprechende Änderung der Genehmigung zu versagen, wenn öffentlich-rechtliche Vorschriften entgegenstehen. Eine solche ergibt sich aus dem Vermarktungs- und Rückkehrverbot.

Satz 2 stellt zudem klar, dass das Vermarktungsverbot auch für die Betreiber von Übertragungsnetzen gilt. Da die von den Betreibern von Übertragungsnetzen gebundenen Erzeugungsanlagen der Kapazitätsreserve ausschließlich auf Anforderung der Betreiber von Übertragungsnetzen einspeisen, muss auch für sie das Vermarktungsverbot gelten, damit die Kapazitätsreserve nicht die Strommärkte beeinträchtigt.

Zu Absatz 5

Absatz 5 regelt das Monitoring der Kapazitätsreserve. Nach Satz 1 erster Halbsatz muss die BNetzA alle zwei Jahre, erstmalig bis zum 31. Oktober 2018, prüfen und entscheiden, ob eine Anpassung des Umfangs der Kapazitätsreserve erforderlich ist.

Durch das Monitoring der Kapazitätsreserve soll sichergestellt werden, dass Reserveleistung in dem jeweils erforderlichen Umfang beschafft wird und die gebundene Leistung bei Bedarf angepasst werden kann. Der zweite Halbsatz beinhaltet die Verpflichtung der BNetzA, bei der Bedarfsprüfung den Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit an den Strommärkten nach § 63 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 EnWG zu Grunde zu legen. Der Bericht kann Angaben zu dem Umfang der Kapazitätsreserve im Hinblick auf die Versorgungssicherheit enthalten. So kann sich insbesondere aus dem Bericht zur Versorgungssicherheit eine Empfehlung für die Anpassung des Umfangs der Kapazitätsreserve ergeben. Die BNetzA muss diese Angaben aus dem Versorgungssicherheitsbericht bei ihrer Überprüfung zwar zugrunde legen, ist daran aber nicht in allen Fällen gebunden. Es können z. B. Situationen eintreten, in denen eine Anpassung des Umfangs der Kapazitätsreserve insbesondere aus kurzfristigen Gründen notwendig wird, die in dem Bericht noch nicht oder nicht umfassend berücksichtigt sind. Der Umfang der Kapazitätsreserve soll dabei in Megawatt ohne Nachkommastellen gerundet angegeben werden. Aus Gründen der Transparenz ist die Entscheidung der BNetzA nach Satz 2 zu begründen und zu veröffentlichen.

Zu § 13f

Der neue § 13f EnWG ersetzt den bisherigen § 13c EnWG. Die Bezeichnung der Norm wird aus rechtsförmlichen Gesichtspunkten kürzer gefasst. Künftig lautet sie „Systemrelevante Gaskraftwerke“.

Zu Absatz 1

Die in § 13b Absatz 5 Satz 8 und 9 EnWG aufgenommene Möglichkeit, die Dauer der Ausweisung einer Anlage als systemrelevant über den Zeitraum von 24 Monaten hinaus zu verlängern, ist auch in § 13f Absatz 1 Satz 2 und 3 EnWG für systemrelevante Gaskraftwerke aufzunehmen. Entsprechend wird Satz 2 durch die Sätze 2 und 3 ersetzt.

Die Ausweisung erfolgt danach in dem Umfang und für den Zeitraum, der jeweils erforderlich ist, um die Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems abzuwenden. Sie soll wie nach § 13b Absatz 5 Satz 9 EnWG eine Dauer von 24 Monaten nicht überschreiten, es sei denn, die Systemrelevanz der Anlage wird durch eine Systemanalyse des regelzonenverantwortlichen Betreibers eines Übertragungsnetzbetreibers für einen längeren Zeitraum nachgewiesen und von der BNetzA bestätigt, dass eine längere Ausweisung erforderlich ist.

Zwar kommt dem Argument der wirtschaftlichen Planungssicherheit für Betreiber und Belegschaft bei § 13f EnWG keine Bedeutung zu, da die Rechtsfolgen einer genehmigten Systemrelevanzausweisung bei § 13f EnWG nicht auf den erzwungenen Weiterbetrieb der Anlage gerichtet sind. Im Interesse einer möglichst einheitlichen Regelungssystematik bietet es sich jedoch an, die strukturell sehr ähnlichen Regelungen (jeweils Ausweisung und Genehmigung der Systemrelevanz) auch im Hinblick auf die jeweils geltenden Fristen aneinander anzugleichen. Zur Reduzierung des bürokratischen Aufwands bei den Betreibern von Übertragungsnetzen und der BNetzA ist es daher sachgerecht, die Ausweisungs- und Genehmigungszeiträume langfristiger auszugestalten. Als Prüfungsmaßstab für die Feststellung der Systemrelevanz nach § 13f Absatz 1 Satz 3 EnWG ist ebenfalls das Ergebnis der Reservebedarfsfeststellung heranzuziehen. Hieraus lässt sich die Information herleiten, ob ein bestimmtes Gaskraftwerk auch nach mehr als zwei Jahren noch immer systemrelevant nach § 13b Absatz 2 EnWG ist.

Die bisherigen § 13c Absatz 1 Sätze 7 bis 9 EnWG werden durch einen Verweis auf die inhaltsgleichen Regelungen im neuen § 13b Absatz 5 Sätze 5 bis 7 EnWG ersetzt. Damit werden unnötige Wiederholungen im Gesetzestext vermieden. Zugleich wird damit dem Gebot der Rechtsklarheit Rechnung getragen.

Zu Absatz 2

Der bisherige § 13c Absatz 2 EnWG wird in den neuen § 13f Absatz 2 EnWG verschoben, bleibt jedoch inhaltlich weitgehend unverändert. Allerdings wird nunmehr die Erstattung der Mehrkosten für einen Brennstoffwechsel gegenüber dem Betreiber eines Übertragungsnetzes geregelt. Bisher wurden die Kosten von der BNetzA im Wege des Analogieschlusses zu § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 ARegV ersetzt. Um die dadurch entstehende Rechtsunsicherheit zu vermeiden, wird nunmehr in Absatz 2 Satz 3 geregelt, dass die Kosten der Betreiber von Übertragungsnetzen auf Grund einer freiwilligen Selbstverpflichtung von der BNetzA als verfahrensregulierte Kosten nach § 11 Absatz 2 Satz 4 und § 32 Absatz 1 Nummer 4 ARegV in ihrer jeweils geltenden Fassung anerkannt werden können.

Die bisherigen Festlegungskompetenzen nach § 13c Absatz 3 EnWG werden in den neuen § 13j Absatz 2 Nummer 5 bis 9 EnWG verschoben.

Zu § 13g

Nach § 13g EnWG werden Braunkohlekraftwerksblöcke mit einer installierten Nettonennleistung von 2,7 Gigawatt zunächst vorläufig und dann endgültig stillgelegt, um die Kohlendioxidemissionen im Bereich der Elektrizitätsversorgung und insbesondere in der Braunkohlewirtschaft zu verringern. Die Emissionen sind bei der Stromerzeugung aus Braunkohle zwar in dem Zeitraum ab dem Jahr 1990 bis zum Jahr 2014 um 31 Prozent gesunken, aber seit dem Jahr 2000 um 3 Prozent gestiegen. Braunkohlekraftwerke haben besonders hohe spezifische Kohlendioxidemissionen und zudem auf Grund des gegenwärtigen Marktumfelds eine sehr hohe Auslastung. Deshalb führt die Stilllegung von Braunkohlekraftwerksblöcken zu substantiellen Kohlendioxideinsparungen. Insgesamt werden durch die Stilllegung der stillzulegenden Anlagen voraussichtlich 12,5 Millionen Tonnen Kohlendioxid im Jahr 2020 zusätzlich eingespart. Dabei sind sog. Rebound- bzw. Auffülleffekte berücksichtigt, die dadurch entstehen, dass inländische oder ausländische konventionelle Kraftwerke auf Grund der Stilllegung der stillzulegenden Anlagen mehr Strom erzeugen. Diese Effekte werden voraussichtlich gering sein, da die anderen konventionellen Kraftwerke nicht in gleichem Umfang Strom erzeugen werden wie die stillzulegenden Anlagen und da sie zudem deutlich geringere spezifische Kohlendioxidemissionen haben als die stillzulegenden Anlagen. Insgesamt soll die Maßnahme einen Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele (Reduktion der Emissionen um mindestens 40 Prozent bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 1990) leisten, die im Kontext der ebenfalls zu berücksichtigenden europäischen und internationalen Klimaschutzziele stehen.

Zu Absatz 1

Absatz 1 enthält die Pflicht der Betreiber, die namentlich erwähnten, mit Braunkohle befeuerten Erzeugungsanlagen zunächst vorläufig und nach Ablauf von vier Jahren endgültig stillzulegen.

| Betreiber | Name Kraftwerksblock | Netto-Nennleistung | Datum der Überführung | Datum der Stilllegung | BNA-Nummer (Kraftwerksliste BNetzA) |
|------------|----------------------|--------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------------------|
| Mibrag | Buschhaus | 352 MW | 1.10.2016 | 30.9.2020 | 0439 |
| RWE | Frimmersdorf P | 284 MW | 1.10.2017 | 30.9.2021 | 0313 |
| | Frimmersdorf Q | 278 MW | 1.10.2017 | 30.9.2021 | 0314 |
| | Niederaußem E | 295 MW | 1.10.2018 | 30.9.2022 | 0713 |
| | Niederaußem F | 299 MW | 1.10.2018 | 30.9.2022 | 0706 |
| | Neurath C | 292 MW | 1.10.2019 | 30.9.2023 | 0698 |
| Vattenfall | Jänschwalde F | 465 MW | 1.10.2018 | 30.9.2022 | 0790 |
| | Jänschwalde E | 465 MW | 1.10.2019 | 30.9.2023 | 0789 |
| | Gesamt | 2.730 MW | | | |

Bei der Auswahl der stillzulegenden Anlagen wurden verschiedene Kriterien berücksichtigt. Das wichtigste Kriterium war die Einsparung von Kohlendioxid. Deshalb kamen nur Braunkohlekraftwerke in Betracht, da sie die höchste Auslastung und die höchsten spezifischen Emissionen haben (siehe oben). Im Hinblick auf die Kohlendioxideinsparung wurden bei der Auswahl zwischen verschiedenen Braunkohlekraftwerken grundsätzlich die älteren und ineffizienteren Anlagen gewählt. Neben der Einsparung von Kohlendioxid wurden auch verschiedene andere Kriterien berücksichtigt, unter anderem die Kosteneffizienz der Gesamtmaßnahme, regionale Aspekte, die Beteiligung aller Betreiber von Braunkohlekraftwerken sowie Beschäftigungseffekte.

Nach Satz 1 werden die dort genannten Erzeugungsanlagen jeweils zu dem dort genannten Datum vorläufig stillgelegt. Das bedeutet entsprechend der Regelung in § 13b Absatz 3 Satz 1 EnWG, dass die Erzeugungsanlagen nicht mehr anfahrbereit gehalten werden, aber wieder betriebsbereit gemacht werden können, um eine geforderte Anpassung ihrer Einspeisung umzusetzen. Die stillzulegenden Anlagen werden mit der vorläufigen Stilllegung vollständig konserviert. Sofern die stillzulegenden Anlagen vollständig konserviert sind und die zeitlichen Vorgaben zur Herstellung der Betriebsbereitschaft nach Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 einhalten und dann angefahren werden können, sind sie nicht endgültig stillgelegt im Sinne von § 13b Absatz 3 Satz 2 Alternative 2 EnWG und auch nicht im Sinne von § 18 BImSchG.

In Satz 2 wird geregelt, dass die Anlagen für vier Jahre ab dem Kalendertag (tagesgenau) der vorläufigen Stilllegung nicht endgültig stillgelegt werden dürfen. Nach § 13b Absatz 3 Satz 2 EnWG sind Erzeugungsanlagen dann endgültig stillgelegt, wenn der Betrieb der Anlage endgültig ausgeschlossen ist oder durch die Maßnahme bewirkt wird, dass eine Anpassung der Einspeisung nicht mehr innerhalb eines Jahres nach einer Anforderung erfolgen kann, da die Erzeugungsanlage nicht mehr innerhalb dieses Zeitraums betriebsbereit gemacht werden kann. Auch insoweit gilt, dass kein Fall der endgültigen Stilllegung vorliegt und zwar auch nicht nach § 13b Absatz 3 Satz 2 Alternative 2 EnWG, solange die stillzulegenden Anlagen die Vorgaben zur Herstellung der Betriebsbereitschaft nach Absatz 3 Satz 2 Nummer 1 einhalten und dann angefahren werden können.

Satz 3 regelt, dass die stillzulegenden Anlagen nach Ablauf des vierjährigen Verbots der endgültigen Stilllegung nach Satz 2 endgültig stillgelegt werden müssen. Eine endgültige Stilllegung im Sinne des Satzes 3 ist nur eine endgültige Stilllegung im Sinne von § 13b Absatz 3 Satz 2 Alternative 1 EnWG. Die Anlagen müssen unmittelbar nach dem Ende

des Verbots der vorläufigen Stilllegung jeweils zum 1. Oktober endgültig stillgelegt werden.

Zu Absatz 2

In Absatz 2 ist geregelt, dass die stillzulegenden Anlagen von den Betreibern von Übertragungsnetzen nur als Sicherheitsbereitschaft für die Gewährleistung der Systemstabilität als ultima ratio eingesetzt werden dürfen, wenn keine anderen Maßnahmen zur Verfügung stehen, um die Extremsituation zu bewältigen. Zudem sind die technischen Anforderungen an die stillzulegenden Anlagen geregelt. Die Details des Einsatzes der stillzulegenden Anlagen – soweit sie nicht gesetzlich geregelt sind – werden zwischen den betroffenen Betreibern von Übertragungsnetzen und den Betreibern der stillzulegenden Anlagen vertraglich vereinbart. Dabei soll eine möglichst einheitliche Ausgestaltung der Regelungen erreicht werden. Die betroffenen Betreiber von Übertragungsnetzen stimmen sich dazu untereinander ab.

Nach Satz 1 dürfen die Betreiber von Übertragungsnetzen die stillzulegenden Anlagen während der Dauer des Verbots der endgültigen Stilllegung nach Maßgabe des neuen § 1 Absatz 6 der Elektrizitätssicherungsverordnung einsetzen, sofern dadurch eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems beseitigt und der lebenswichtige Bedarf an Elektrizität gedeckt werden kann. Damit ist klargestellt, dass diese Anlagen nur herangezogen werden dürfen, wenn auch Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 nicht ausreichen, um eine Versorgungsstörung für lebenswichtigen Bedarf im Sinne des § 1 des Energiesicherungsgesetzes abzuwenden und eine Gefährdung oder Störung der Energieversorgung eingetreten ist.

Zu Absatz 3

In Absatz 3 sind die Voraussetzungen definiert, die die Betreiber der stillzulegenden Anlagen während der gesamten Dauer der vorübergehenden Sicherheitsbereitschaft mit Blick auf die Stilllegung einhalten müssen.

Nach Satz 1 Nummer 1 müssen die stillzulegenden Anlagen innerhalb von 240 Stunden (minutengenau) ab Vorwarnung durch die Betreiber von Übertragungsnetzen (Vorwarnzeit) betriebsbereit sein. Bis zu diesem Zeitpunkt muss auch die Braunkohle den stillzulegenden Anlagen zugeführt werden. Die Vorwarnzeit gibt den Betreibern der stillzulegenden Anlagen genügend Zeit, notwendige Maßnahmen zur Einhaltung aller rechtlichen Anforderungen vorzunehmen, wie etwa erforderliche Prüfungen nach der Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln (Betriebs-sicherheitsverordnung). Nach Nummer 2 müssen die stillzulegenden Anlagen ab der Betriebsbereitschaft, d. h. nach Ablauf der Vorwarnzeit innerhalb eines Zeitraums von höchstens elf Stunden (minutengenau) auf Mindestteilleistung angefahren werden können. Innerhalb eines weiteren Zeitraums von 13 Stunden (minutengenau) müssen sie ihre Nettonennleistung erreichen können. Dabei müssen die Anlagen die Mindestteilleistung bzw. die Nettonennleistung im Bereich der üblichen Schwankungen einspeisen. Das ist der Fall, wenn die Abweichung von der Leistung im einstelligen Prozentbereich liegt. Nach einem tatsächlichen Abrufzeitraum dürfen die stillzulegenden Anlagen höchstens so lange mit Nettonennleistung betrieben werden, bis sämtliche Kohlebänder, Kesselbunker und gegebenenfalls Kraftwerksbunker leer gefahren sind, maximal jedoch 72 Stunden. Im Falle eines Abbruchs des Abrufes oder des Einsatzes beginnt die 72-Stundenfrist zum Zeitpunkt des Abbruchs. Sofern der Kraftwerksbunker, die Kohlebänder und die Kesselbunker zum Zeitpunkt des Abbruchs des Abrufes oder des Einsatzes noch nicht mit Braunkohle befüllt sind, entfällt die 72-Stundenfrist.

Nach Satz 3 müssen die Betreiber von Übertragungsnetzen vor Beginn der Sicherheitsbereitschaft überprüfen, ob die stillzulegenden Anlagen die in Satz 2 genannten Anforderungen erfüllen (Funktionstest). Der Funktionstest erfolgt durch den zuständigen Betreiber

eines Übertragungsnetzes zu einem mit dem Betreiber abgestimmten Zeitpunkt. Der Funktionstest muss spätestens bis zur und möglichst zeitnah vor der Überführung der jeweiligen stillzulegenden Anlage in die Sicherheitsbereitschaft erfolgen. Gesonderte Probestarts einer stillzulegenden Anlage für den Funktionstest sollen nicht durchgeführt werden. Stattdessen soll die Funktionsfähigkeit der stillzulegenden Anlage während des Betriebs im Strommarkt vor Überführung in die Sicherheitsbereitschaft durchgeführt werden. Der Funktionstest gilt als erfolgreich, wenn die Anlage innerhalb von elf Stunden ihre Mindestleistung erreicht und innerhalb von weiteren 13 Stunden ihre Nettonennleistung erreicht.

Zu Absatz 4

In Absatz 4 wird klargestellt, dass die stillzulegenden Anlagen ab der vorläufigen Stilllegung bis zur endgültigen Stilllegung keinen Strom mehr erzeugen dürfen. Auch die Eigenversorgung mit Strom durch diese Anlagen ist ausgeschlossen. Ferner dürfen die stillzulegenden Anlagen nicht in der Kapazitäts- oder Netzreserve eingesetzt werden. Hintergrund für diese Klarstellung ist, dass mit der vorläufigen Stilllegung Kohlendioxidemissionen eingespart werden sollen. Dieses Ziel würde nicht erreicht, wenn die vorläufig stillgelegte Anlage Strom erzeugen würde. Die Erzeugungsanlagen dürfen aber ausnahmsweise Strom erzeugen, wenn sie im Rahmen der Sicherheitsbereitschaft nach Absatz 2 Satz 1 eingesetzt werden oder ausnahmsweise ein Probestart durchgeführt wird. Der dabei erzeugte Strom mit Ausnahme des Eigenbedarfs der stillzulegenden Anlage muss in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist und im Bilanzkreis des zuständigen Betreibers eines Übertragungsnetzes bilanziert werden. Auch die Betreiber von Übertragungsnetzen dürfen den Strom nicht vermarkten. Im Übrigen bleibt die Verantwortlichkeit der Betreiber der stillzulegenden Anlagen unberührt.

Probestarts sind während der Sicherheitsbereitschaft grundsätzlich nicht erforderlich. Mit Blick auf die Vermeidung von Kosten und auf den unnötigen Ausstoß von Kohlendioxid sollen die ausnahmsweise erforderlichen Probestarts auf ein Minimum begrenzt werden. Der Betreiber kann in Abstimmung mit dem zuständigen Betreiber eines Übertragungsnetzes im zweiten Jahr der Sicherheitsbereitschaft eines Kraftwerkblocks einen Probestart durchführen, sofern das aus technischen oder rechtlichen Gründen erforderlich ist. Der geplante Probestart ist mit dem zuständigen Betreiber eines Übertragungsnetzes vorher abzustimmen und der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Dabei ist die technische und rechtliche Erforderlichkeit des Probestarts darzulegen.

Zu Absatz 5

Absatz 5 regelt, dass die Betreiber eine Vergütung für die Nutzung der Anlagen in der Sicherheitsbereitschaft und ihre Stilllegung erhalten.

Satz 1 regelt, dass sich die Höhe der Vergütung nach den Erlösen richtet, die die Betreiber mit der jeweils stillzulegenden Anlage in den Strommärkten (einschließlich der Wärmemärkte) erzielt hätten, abzüglich der kurzfristig variablen Kosten der Anlage. Damit ist sichergestellt, dass die Betreiber während der Sicherheitsbereitschaft keine größeren Deckungsbeiträge erzielen als sie in dieser Zeit am Strommarkt erzielt hätten. Für die Festsetzung und Abrechnung der Vergütung wird auf Absatz 7 verwiesen. Die genaue Berechnung der Vergütungshöhe folgt nach Satz 2 aus der Formel in der Anlage zu § 13g EnWG. In dieser Formel ist auch der Fall berücksichtigt, dass eine stillzulegende Anlage in den vier Jahren Sicherheitsbereitschaft unter Umständen höhere Fixkosten hat als sie bei einem Betrieb im Strommarkt. In diesem Fall erhalten die Betreiber die zusätzlichen Kosten zusätzlich erstattet. Für die Anwendung der Formel in Anlage 1 ergeben sich die Kosten zur Herstellung der Sicherheitsbereitschaft (H_{it} ; Zeilen 2.1, 5 und 8.1 der unten stehenden Tabelle), die fixen Betriebskosten während der Sicherheitsbereitschaft (FSB_{it} ; Zeile 2.2) sowie die Schlüsselung dieser Kostenpositionen aus der unten stehenden Ta-

belle. Die in den Zeilen 3, 6, 8.2 und 9 der Tabelle aufgeführten Kostenpositionen sind nicht berücksichtigungs- bzw. erstattungsfähig.

Satz 3 regelt, dass der Betreiber einer stillzulegenden Anlage seinen Vergütungsanspruch teilweise verliert, wenn die Anlage bei einem Einsatz durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes nach Absatz 2 Satz 1 nicht innerhalb von 288 Stunden (minutengenau) ab Abruf betriebsbereit ist oder nicht innerhalb der Anfahrzeiten nach Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 die angeforderte Leistung im Bereich der üblichen Schwankungen einspeist. Die Anlage speist im Bereich der üblichen Schwankungen ein, wenn die Abweichung von der angeforderten Leistung im einstelligen Prozentbereich liegt. Sofern der Betreiber diese Vorgaben aus arbeitsschutz- oder immissionsschutzrechtlichen Gründen nicht einhält, verringert sich die Vergütung für die stillzulegende Anlage auf null ab dem 13. Tag. Sofern er die Vorgaben aus anderen Gründen nicht einhält, verliert er 10 Prozent des ihm für das jeweilige Sicherheitsbereitschaftsjahr für die jeweilige stillzulegende Anlage zustehenden Vergütungsanspruchs. Der Vergütungsanspruch kann in einem Sicherheitsbereitschaftsjahr mehrfach gekürzt werden, sofern die genannten Anforderungen mehrfach nicht eingehalten werden. Die Vergütung kann dabei insgesamt bis auf null, aber nicht darüber hinaus gekürzt werden. Auch der Vergütungsanspruch für das vorangehende oder nachfolgende Sicherheitsbereitschaftsjahr kann nicht gekürzt werden. Die Sätze 4 und 5 regeln dagegen den Fall, dass die Voraussetzungen nach Absatz 3 Satz 1 vorübergehend nicht eingehalten werden, ohne dass ein Einsatz durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes vorliegt. In diesem Fall verliert der Betreiber für die stillzulegende Anlage ab dem 13. Tag den gesamten Vergütungsanspruch, bis die Voraussetzungen wieder erfüllt werden können. Die Erzeugungsauslagen werden in keinem der Fälle nach den Sätzen 3 bis 5 gekürzt.

Sätze 4 und 5 regeln den Fall, dass eine stillzulegende Anlage vorübergehend für die Sicherheitsbereitschaft nicht zur Verfügung steht. Sofern die Anlage nur für bis zu 288 Stunden (minutengenau) nicht zur Verfügung steht, entfällt der Vergütungsanspruch nicht. Falls die Anlage länger nicht zur Verfügung steht, entfällt der Vergütungsanspruch ab dem 13. Tag, bis die Voraussetzungen wieder erfüllt werden können. Der Betreiber muss die Nichtverfügbarkeit der Anlage unverzüglich der Bundesnetzagentur und dem zuständigen Betreiber eines Übertragungsnetzes anzeigen.

Satz 6 regelt, dass die einsatzbedingten Kosten (Erzeugungsauslagen) von der Vergütung nach den Sätzen 1 und 2 nicht abgedeckt sind, sondern zusätzlich erstattet werden. Die Erzeugungsauslagen sind die notwendigen Auslagen des Betreibers für die stillzulegende Anlage, die zugehörige Logistik (anteilig) sowie die angeschlossenen Tagebausysteme (anteilig) für eine konkrete Einspeisung; zudem werden die Kosten für die Entkonservierung vor und die Wiederkonservierung nach einem Abruf bzw. einem Probestart als Erzeugungsauslagen zusätzlich erstattet (Zeilen 1, 4 und 7 der nachstehenden Tabelle).

Übersicht zur Berücksichtigungs- bzw. Erstattungsfähigkeit der Kosten:

| Kostenkategorien stillzulegende Anlage, Kohlelogistik und Tagebaue | Unterkategorien / Erläuterung zur Kostenkategorie | Wesentliche Kostenpositionen (Nachweispflicht Betreiber) | Schlüsselung ¹ | Berücksichtigungs-/ Erstattungsfähigkeit? | |
|--|---|--|--|---|----|
| Stillzulegende Anlage | | | | | |
| 1. | Erzeugungsauslagen der stillzulegenden Anlage | Notwendige Auslagen für eine konkrete Einspeisung (= Energieerzeugung) der stillzulegenden Anlage bei Abruf und Probestart | <ul style="list-style-type: none"> - Brennstoff (Zündöl, Startstrom, etc.; nicht: Braunkohle) - CO₂-Kosten - Hilfs- und Betriebsstoffe (Kalksteinmehl, sonstige Chemikalien, Wasser inkl. Aufbereitung) - Entsorgungskosten und -erträge - Instandhaltungskosten - Konservierung und Entkonservierung² für Abrufe und einen Probestart - Sonstige variable Kosten der konkreten Einspeisung | Nicht erforderlich, da stillzulegender Anlage direkt zuordenbar | Ja |
| 2. | Betriebsbereitschaftsauslagen der stillzulegenden Anlage | 2.1 Kosten zur Herstellung der Sicherheitsbereitschaft mit Blick auf die Stilllegung, d. h. für die Umstellung vom Strommarktbetrieb auf den Betrieb in der Sicherheitsbereitschaft | <ul style="list-style-type: none"> - Zusätzliche Personalmehraufwendungen, sofern sie aufgrund vorzeitiger Stilllegung der konkreten stillzulegenden Anlage entstehen (z. B. Personalanpassungsmaßnahmen); die Vergütung erfolgt gleichmäßig über den Bereitschaftszeitraum - Unvermeidbare Mehrkosten durch geringere Mengenabnahmen bei „Take or pay“-Verträgen oder Verträgen mit Preis-Mengen-Staffeln (z. B. Kalkstein) oder für Strombezug aufgrund Wegfall Eigenversorgung - Umrüstung oder Umverlegung von Anlagenteilen (Kohleinfra- | Nicht erforderlich, da stillzulegender Anlage direkt zuordenbar | Ja |

¹ Grundsätzlich sollen nur die der stillzulegenden Anlage direkt zuordenbaren Kosten erstattet werden. Soweit eine direkte Zuordnung nicht möglich ist, muss für jede Kostenkategorie gesondert entschieden werden, ob und ggfs. wie die zugehörigen Kosten geschlüsselt werden.

² Dazu zählen: (1) Entkonservierung (Überführung vom Konservierungszustand bis zur Betriebsbereitschaft (kalt)) und (2) Versetzung in Konservierung (Überführung vom kalten Zustand in konservierten Zustand).

| Kostenkategorien stillzulegende Anlage, Kohlelogistik und Tagebaue | Unterkategorien / Erläuterung zur Kostenkategorie | Wesentliche Kostenpositionen (Nachweispflicht Betreiber) | Schlüsselung ¹ | Berücksichtigungs-/ Erstattungs-fähigkeit? |
|--|--|---|--|---|
| | | struktur in der stillzulegenden Anlage, elektrische Versorgung, Medienversorgung) - Gegebenenfalls Herstellung Besicherung der Hilfsdampf- bzw. Fernwärmeerzeugung - Sonstige einmalige Kosten | | |
| | 2.2 Kosten für die Vorhaltung der betreffenden stillzulegenden Anlage | - Personal - Instandhaltung / Wartung / Modernisierung, einschließlich: <ul style="list-style-type: none"> o Nach dem 01.07.2015 angefallene Aufwendungen und Investitionen, die der Vorhaltung der stillzulegenden Anlage im Bereitschaftszeitraum dienen (anteilig auf den Bereitschaftszeitraum bezogen); die Vergütung erfolgt gleichmäßig über den Bereitschaftszeitraum o Revisionskosten unabhängig vom Entstehungszeitpunkt soweit für Sicherheitsbetriebsbereitschaft erforderlich (anteilig auf den Bereitschaftszeitraum bezogen) o Bereits getätigte Investitionen, die der Vorhaltung der stillzulegenden Anlage im Bereitschaftszeitraum dienen, sind gleichmäßig ab Beginn des Bereitschaftszeitraums in Höhe der Restwerte als Aufwand zu erstatten; die Vergütung erfolgt gleichmäßig über den Bereitschaftszeitraum; Abschreibungserhöhungen vor dem Bereitschaftszeitraum aufgrund der Sicherheitsbereitschaft werden erstattet. - Erstkonservierung, einschließlich Herstellung konservierungsfähiger Zustand (Reinigung, Inspekti- | Grundsätzlich stillzulegender Anlage direkt zuordenbar; falls nicht, Schlüsselung wie in der bisherigen Unternehmenspraxis (sofern stetig und sachlich nachvollziehbar) Verwaltungsgemeinkosten werden pauschal mit 5 Prozent der Vorhaltungskosten der stillzulegenden Anlage anerkannt, der Betreiber kann höhere Verwaltungsgemeinkosten | Ja (soweit die Kosten im Bereitschaftszeitraum entstehen oder bei in der Vergangenheit entstandenen Kosten dem Bereitschaftsbetrieb zu dienen bestimmt sind (anteilig)) |

| Kostenkategorien stillzulegende Anlage, Kohlelogistik und Tagebaue | Unterkategorien / Erläuterung zur Kostenkategorie | Wesentliche Kostenpositionen (Nachweispflicht Betreiber) | Schlüsselung ¹ | Berücksichtigungs-/ Erstattungs-fähigkeit? |
|--|--|--|---|--|
| | | <p>on, TÜV-Prüfung)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Zwingend erforderliche Nachrüstung und Mehraufwendungen aufgrund Veränderung der rechtlichen Rahmenbedingungen - Herstellung Verkehrssicherung der stillzulegenden Anlage - Herstellung Winterschutzmaßnahmen - Schadensbedingte Sonderaufwendungen, sofern während der Sicherheitsbereitschaft entstanden und nicht versicherbar (bei versicherten Schäden wird Selbstbehalt erstattet) - Steuern, Versicherung - Lagerhaltung - Wasser-, Strom- und Wärmegrundversorgung - Verkehrssicherung, Wachsenschutz - Anteilige Kostentragung an den verbundenen allgemeinen Anlagen am Kraftwerksstandort - Verwaltungsgemeinkosten - Kostenmindernde Erträge und Erlöse - Sonstige für die Vorhaltung notwendige Kosten | nachweisen. | |
| 3. | Nicht vermeidbare Kosten der stillzulegenden Anlage | Bereits entstandene oder zukünftige Kosten, die mittel- bis langfristig nicht vermieden werden können. | Nicht erforderlich, da nicht erstattungsfähig | Nein (auch nicht während des Bereitschaftszeitraums) |

| Kostenkategorien stillzulegende Anlage, Kohlelogistik und Tagebaue | Unterkategorien / Erläuterung zur Kostenkategorie | Wesentliche Kostenpositionen (Nachweispflicht Betreiber) | Schlüsselung ¹ | Berücksichtigungs-/ Erstattungsfähigkeit? | |
|--|---|--|---|--|----|
| Logistik³ | | | | | |
| 4. | Erzeugungsauslagen Logistik | Notwendige Auslagen für eine konkrete Braunkohlelieferung für die Einspeisung (= Energieerzeugung) der stillzulegenden Anlage bei Abruf und Probestart | <ul style="list-style-type: none"> - Energie, einschließlich unvermeidbare Mehrkosten durch Strombezug aufgrund Wegfall Eigenversorgung - Hilfs- und Betriebsstoffe - Variable Instandhaltungskosten - Sonstige variable Kosten der Logistik zur konkreten Einspeisung | Grundsätzlich stillzulegender Anlage direkt zurechenbar; falls nicht, Schlüsselung wie in der bisherigen Unternehmenspraxis (sofern stetig und sachlich nachvollziehbar) | Ja |
| 5. | Betriebsbereitschaftsauslagen Logistik | Kosten zur Herstellung der Sicherheitsbereitschaft mit Blick auf die Stilllegung, d. h. für die Umstellung vom Strommarktbetrieb auf den Betrieb in der Sicherheitsbereitschaft | <ul style="list-style-type: none"> - Kosten für die Herstellung der Bereitschaftslogistik (Reservierung von Bahntransportkapazität sowie Umrüstung von Be- und Entladeanlagen) - Zusätzliche Personalmehraufwendungen, sofern sie aufgrund vorzeitiger Stilllegung der konkreten stillzulegenden Anlage entstehen (z. B. Personalanpassungsmaßnahmen); die Vergütung erfolgt gleichmäßig über den Bereitschaftszeitraum - Unvermeidbare Mehrkosten durch geringere Mengenabnahmen bei „Take or pay“-Verträgen oder für Strombezug aufgrund Wegfall Eigenversorgung | Nicht erforderlich, da stillzulegender Anlage direkt zurechenbar | Ja |

³ Kohletransport ab Übergabestelle Tagebau bis Kraftwerksbunker (frei Kraftwerk), Eisenbahn- und Bunkerbetrieb sowie Betrieb der Transportanlagen einschließlich Be- und Entladeanlagen

| Kostenkategorien stillzulegende Anlage, Kohlelogistik und Tagebaue | Unterkategorien / Erläuterung zur Kostenkategorie | Wesentliche Kostenpositionen (Nachweispflicht Betreiber) | Schlüsselung ¹ | Berücksichtigungs-/ Erstattungsfähigkeit? | |
|--|---|---|---|---|--|
| | | <ul style="list-style-type: none"> - Sonstige einmalige Kosten zur Herstellung der Sicherheitsbereitschaft | | | |
| 6. | Nicht vermeidbare Kosten Logistik | Bereits entstandene oder zukünftige Kosten, die mittel- bis langfristig nicht vermieden werden können. | <ul style="list-style-type: none"> - Rückbau der Logistik - Sonstige Stilllegungskosten - Abschreibungen - Verzinsung auf gebundenes Kapital | Nicht erforderlich, da nicht erstattungsfähig. | Nein (auch nicht während des Bereitschaftszeitraums) |
| Tagebaue | | | | | |
| 7. | Erzeugungsauslagen Tagebaue | Notwendige Auslagen für eine konkrete Einspeisung (=Energieerzeugung) der stillzulegenden Anlage bei Abruf und Probestart | <ul style="list-style-type: none"> - Energie inklusive anfallender energiebezogener Abgaben und Umlagen für Kohleförderung und -beladung und aller dafür notwendigen Prozesse (Abraumgewinnung, Wasserhebung etc.), einschließlich unvermeidbare Mehrkosten durch Strombezug aufgrund Wegfall Eigenversorgung - Fremdlieferungen und -leistungen - Hilfs- und Betriebsstoffe - Abraumgewinnung - Instandhaltungskosten - Sonstige variable Kosten für eine konkrete Einspeisung | Grundsätzlich stillzulegender Anlage direkt zuordenbar; falls nicht, Schlüsselung wie in der bisherigen Unternehmenspraxis (sofern stetig und sachlich nachvollziehbar) | Ja |
| 8. | Betriebsbereitschaftsauslagen Tagebaue | 8.1 Kosten zur Herstellung der Sicherheitsbereitschaft mit Blick auf die Stilllegung, d. h. für die Umstellung vom Strommarktbetrieb auf | <ul style="list-style-type: none"> - Umrüstung oder Umverlegung von Anlagenteilen und Anpassung der Infrastruktur im Tagebau sowie sonstige einmalige Kosten zur Herstellung der Sicherheitsbereitschaft - Unvermeidbare Mehrkosten für Strombezug aufgrund Wegfall Eigenversorgung - Zusätzliche Personalmehraufwendungen, sofern sie aufgrund der bereitchaftsbedingten Min- | Nicht erforderlich, da stillzulegender Anlage direkt zuordenbar | Ja |

| Kostenkategorien stillzulegende Anlage, Kohlelogistik und Tagebaue | Unterkategorien / Erläuterung zur Kostenkategorie | Wesentliche Kostenpositionen (Nachweispflicht Betreiber) | Schlüsselung ¹ | Berücksichtigungs-/ Erstattungsfähigkeit? |
|--|---|--|--|--|
| | den Betrieb in der Sicherheitsbereitschaft | derförderungen entstehen (z. B. Personalanpassungsmaßnahmen); die Vergütung erfolgt gleichmäßig über den Bereitschaftszeitraum | | |
| | 8.2 Tagebauekosten, die nicht dem Betrieb in der Sicherheitsbereitschaft dienen. | <ul style="list-style-type: none"> - Planungs-, Genehmigungs-, Antrags- und Erschließungskosten für neue Abbaufelder - Erweiterungskosten | Nicht erforderlich, da nicht erstattungsfähig. | Nein (auch nicht während des Bereitschaftszeitraums) |
| 9. | Nicht vermeidbare Kosten Tagebaue | Bereits entstandene oder zukünftige Kosten, die mittel- bis langfristig nicht vermieden werden können. <ul style="list-style-type: none"> - Inanspruchnahme bergbaubedingter Rückstellungen (Rekultivierung, Renaturierung, Restraumgestaltung, Bergschäden etc.) - Abschreibungen - Verzinsung auf gebundenes Kapital | Nicht erforderlich, da nicht erstattungsfähig. | Nein (auch nicht während des Bereitschaftszeitraums) |

Zu Absatz 6

Absatz 6 regelt, unter welchen Voraussetzungen stillzulegende Anlagen vorzeitig, d. h. vor Ablauf der vier Jahre Sicherheitsbereitschaft, endgültig stillgelegt werden dürfen. Dabei unterscheidet der Absatz zwischen zwei verschiedenen Varianten, die jedoch übereinstimmend einen Antrag des Betreibers voraussetzen:

Satz 1 und Satz 2 regeln die Voraussetzungen und Folgen der vorzeitigen endgültigen Stilllegung einer funktionstüchtigen stillzulegenden Anlage. Satz 1 stellt klar, dass eine vorzeitige endgültige Stilllegung erst nach einem Jahr in der Sicherheitsbereitschaft in Betracht kommt. Damit soll gewährleistet werden, dass vor der endgültigen Stilllegung der Anlage während der vorläufigen Stilllegung die Auswirkungen der (vorläufigen) Stilllegung auf das Elektrizitätsversorgungssystem erkennbar werden. Außerdem wird dadurch eine ausreichende Kapazität in der Sicherheitsbereitschaft gewährleistet, selbst wenn die zuerst vorläufig stillzulegende Anlage vorzeitig endgültig stillgelegt wird. Zudem wird in Satz 1 geregelt, dass der Betreiber ein halbes Jahr vor der endgültigen Stilllegung diese dem zuständigen Betreiber eines Übertragungsnetzes anzeigen muss. Satz 2 und Satz 3 regeln die pauschalierte Abschlussvergütung für den Fall der vorzeitigen endgültigen Stilllegung. Ziel der Regelung ist, den Verwaltungsaufwand möglichst gering zu halten und gleichzeitig einen angemessenen Anreiz zu setzen. Insgesamt erhält der Betreiber der vorzeitig stillgelegten Anlage eine deutlich geringere Vergütung als während der vierjähri-

gen Sicherheitsbereitschaft. Für die Festsetzung und Abrechnung der Vergütung wird auf Absatz 7 verwiesen.

Satz 4 regelt die vorzeitige endgültige Stilllegung, falls eine stillzulegende Anlage die Voraussetzungen der Sicherheitsbereitschaft dauerhaft nicht oder nur mit unverhältnismäßigem Aufwand (etwa erheblicher Umrüstungsbedarf aufgrund von nachträglichen gesetzlichen, regulatorischen oder behördlichen Änderungen für den Anlagenbetrieb) erfüllen kann. Der Betreiber muss unverzüglich die Bundesnetzagentur informieren. Die Entscheidung darüber, ob eine stillzulegende Anlage aus der Sicherheitsbereitschaft ausscheiden darf, trifft die Bundesnetzagentur. In einem solchen Fall würde die betroffene stillzulegende Anlage unverzüglich endgültig stillgelegt und der Betreiber verliert für die betroffene stillzulegende Anlage ab dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Zeitpunkt des Ausscheidens seinen gesamten Vergütungsanspruch. Der Betreiber ist nicht verpflichtet, die ausgeschiedene stillzulegende Anlage durch andere Braunkohlekraftwerksblöcke zu ersetzen.

Zu Absatz 7

Absatz 7 regelt Verfahrensfragen im Zusammenhang mit der Vergütung sowie die Wälzung durch die Betreiber von Übertragungsnetzen.

Satz 1 stellt klar, dass die Bundesnetzagentur die Höhe der Vergütung durch Bescheid festsetzt. Sie setzt einen Leistungspreis für jeweils zwei Jahre in der Sicherheitsbereitschaft fest. Dabei geht sie bei den fixen Betriebskosten während der Sicherheitsbereitschaft (FSB_{it}) und den Kosten zur Herstellung der Sicherheitsbereitschaft (H_{it}) von den von den Betreibern plausibel darzulegenden zu erwartenden Kosten aus. Der Betreiber ist verpflichtet, der Bundesnetzagentur eine Abweichung der tatsächlichen Kosten von den der Festsetzung zugrunde gelegten erwarteten Kosten von mehr als 5 Prozent in einem Bereitschaftsjahr zu melden. In diesem Fall passt die Bundesnetzagentur die Festsetzung der Vergütung rückwirkend und für die verbleibenden Jahre an die tatsächlichen Kosten an.

Sätze 2 bis 6 regeln das Verhältnis zwischen den Betreibern der stillzulegenden Anlagen und den Betreibern von Übertragungsnetzen zur Abwicklung der Vergütung. Der Betreiber einer stillzulegenden Anlage hat danach gegen den zuständigen Betreiber eines Übertragungsnetzes einen Anspruch auf Vergütung in der von der Bundesnetzagentur festgelegten Höhe hat. Satz 2 selbst ist insoweit die Anspruchsgrundlage. Eine vertragliche Vereinbarung zur Vergütung zwischen dem Betreiber eines Übertragungsnetzes und dem Betreiber der stillzulegenden Anlage ist nicht erforderlich. Der Leistungspreis wird monatlich vorab gezahlt. Eine nachlaufende jährliche Abrechnung erfolgt nur, wenn die tatsächlichen Kosten von den der Festsetzung zugrunde gelegten erwarteten Kosten um mehr als 5 Prozent in einem Jahr abweichen. Die Erzeugungsauslagen nach Absatz 5 Satz 6 werden im Falle eines Einsatzes auf Rechnung abgerechnet.

Die Sätze 7 bis 10 regeln die Wälzung der Kosten durch die Betreiber von Übertragungsnetzen. Zunächst wird klargestellt, dass nur die Kosten über die Netzentgelte gewälzt werden, die nicht verursachungsgerecht zugeordnet werden können. Verursachungsgerecht zugeordnet werden können die Kosten im Zusammenhang mit einer Vorwarnung und Anforderung zur Einspeisung, d. h. die Erzeugungsauslagen. Die Vergütung nach Absatz 5 Sätze 1 und 2 in Verbindung mit der Formel in der Anlage zu diesem Gesetz wird dagegen gewälzt. Diese Wälzung ist sachgerecht, da die Stromkunden, die die Kosten letztlich tragen müssen, aufgrund der Regelung einen Leistung erhalten. Die stillgelegten Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft sichern den Strommarkt in Extremsituationen ab und tragen damit erheblich zur Versorgungssicherheit bei. Zudem werden aufgrund der Lage der stillzulegenden Anlagen durch die vorzeitige Stilllegungen auch die Belastungen für das Stromnetz reduziert und dadurch in erheblichem Umfang Kosten eingespart. Schließlich führt die Stilllegung der Anlagen zu erheblichen Kohlendi-

oxideinsparungen und trägt damit unmittelbar zu einer umweltverträglichen Energieversorgung (§ 1 EnWG) bei. Satz 7 führt nicht zu einer doppelten Pönalisierung der Betreiber einer stillzulegenden Anlage, da für die Pönalisierung ausschließlich Absatz 5 maßgeblich ist. Satz 9 sieht vor, dass die den Betreibern von Übertragungsnetzen entstehenden Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar im Sinne der Anreizregulierung gelten. Diese Kosten werden durch die Regelung in § 13g im Wesentlichen vorfestgelegt. Die Betreiber von Übertragungsnetzen können sie nicht steuern. Daher sollen sie nicht dem Effizienzvergleich der Anreizregulierung unterliegen. Soweit bei der Durchführung der Stilllegung Erlöse entstehen, sind diese von den Kosten in Abzug zu bringen. Nur die danach verbleibenden Kosten können die Betreiber von Übertragungsnetzen über die Netzentgelte an die Stromkunden weitergeben. Die Wälzung dieser Kosten erfolgt über die Netzentgelte, da die stillzulegenden Anlagen falls erforderlich durch die Betreiber von Übertragungsnetzen eingesetzt werden.

Satz 10 verweist auf die Regelungen zur Wälzung in § 13e Absatz 3 Satz 6 und 7 EnWG und stellt damit entsprechend der Bestimmungen bei der Kapazitätsreserve klar, dass die Betreiber von Übertragungsnetzen, die bezogen auf die an Letztverbraucher gelieferten Strommengen im Bereich ihres Netzes höhere Zahlungen zu leisten hatten, als es dem Durchschnitt aller Letztverbraucher entspricht, einen finanziellen Anspruch auf Belastungsausgleich gegenüber den anderen Betreibern von Übertragungsnetzen haben, bis alle Betreiber von Übertragungsnetzen eine Belastung tragen, die dem Durchschnitt aller Betreiber von Übertragungsnetzen entspricht. Damit wird der sogenannte horizontale Belastungsausgleich für die verbleibenden Kosten ermöglicht.

Zu Absatz 8

Absatz 8 regelt das Monitoring der durch die Stilllegung der Erzeugungsanlagen nach Absatz 1 erreichten Einsparung von Kohlendioxid. Zudem ist in Absatz 8 geregelt, welche zusätzlichen Maßnahmen die Betreiber der stillzulegenden Anlagen ergreifen müssen, falls durch die Stilllegung der stillzulegenden Anlagen nicht die angestrebte und von der Braunkohlewirtschaft zugesagte Emissionseinsparung von zusätzlich 12,5 Millionen Tonnen Kohlendioxid bis zum Jahr 2020 erreicht wird. Dabei müssen die 12,5 Millionen Tonnen Kohlendioxid zusätzlich im Vergleich zum Projektionsbericht 2015 eingespart werden.

Nach Satz 1 überprüft das BMWi im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit bis zum 30. Juni 2018, in welchem Umfang Kohlendioxidemissionen durch die Stilllegung der Erzeugungsanlagen nach Absatz 1 zusätzlich eingespart werden. Etwaige Emissionssteigerungen gegenüber dem Projektionsbericht 2015 in anderen Bereichen außer den Braunkohlekraftwerke werden bei der Evaluierung der Emissionsminderung durch die Stilllegung der Erzeugungsanlagen nicht berücksichtigt.

Satz 2 regelt, dass die Betreiber der stillzulegenden Anlagen bis zum 31. Dezember 2018 in Abstimmung mit dem BMWi einen Vorschlag vorlegen müssen, mit welchen geeigneten Maßnahmen sie beginnend ab dem Jahr 2019 jährlich bis zu 1,5 Millionen Tonnen Kohlendioxidemissionen zusätzlich einsparen werden, wenn bei der Überprüfung im Jahr 2018 absehbar ist, dass die durch die Stilllegung der Erzeugungsanlagen nach Absatz 1 einzusparenden Kohlendioxidemissionen von zusätzlich 12,5 Millionen Tonnen im Jahr 2020 nicht erreicht werden. Das BMWi tritt dazu mit jedem einzelnen Betreiber in einen bilateralen Dialog. Eine Abstimmung zwischen den Betreibern findet nicht statt. Auch die 1,5 Millionen Tonnen Kohlendioxid müssen zusätzlich im Vergleich zu dem Projektionsbericht 2015 der Bundesregierung eingespart werden.

Satz 3 stellt klar, dass durch die Stilllegung der Erzeugungsanlagen nach Absatz 1 und die zusätzlichen Maßnahmen zur Einsparung von zusätzlich 1,5 Millionen Tonnen Kohlendioxid insgesamt 12,5 Millionen Tonnen Kohlendioxid im Jahr 2020 eingespart werden müssen. Damit ist auch klargestellt, dass eine geringere zusätzliche Einsparung als zu-

sätzlich 1,5 Millionen Tonnen durch die Betreiber der stillzulegenden Anlagen nur in Betracht kommt, wenn dies genügt, um insgesamt 12,5 Millionen Tonnen zusätzlich im Jahr 2020 einzusparen. Die zusätzlichen Maßnahmen zur Einsparung von zusätzlich 1,5 Millionen Tonnen Kohlendioxid müssen ebenso wie die Stilllegung von Erzeugungsanlagen zu einer nachhaltigen Kohlendioxideinsparung führen. Maßnahmen, die nur einmalig zu einer Kohlendioxideinsparung im Jahr 2020 führen, können nicht berücksichtigt werden. Zudem ist klargestellt, dass die Betreiber der stillzulegenden Anlagen gemeinsam auch nicht mehr als 1,5 Millionen Tonnen Kohlendioxid einsparen müssen.

Satz 4 regelt den Fall, dass nach Satz 2 kein mit dem BMWi abgestimmter Vorschlag oder dieser nicht rechtzeitig vorgelegt wird. In diesen Fällen kann die Bundesregierung nach Anhörung der Betreiber durch Rechtsverordnung weitere Maßnahmen zur Kohlendioxideinsparung in der Braunkohlewirtschaft erlassen.

Zu § 13h

§ 13h EnWG enthält eine umfassende Verordnungsermächtigung zur Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG. Danach wird die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf, umfassende Regelungen im Zusammenhang mit der Kapazitätsreserve vorzusehen. Die konkretisierenden Bestimmungen der Verordnung sind erforderlich, um unter anderem das durchzuführende Beschaffungsverfahren, die Vorhaltung und den Einsatz der Kapazitätsreserve zeitnah, rechtssicher, transparent und diskriminierungsfrei einzuführen und auszugestalten.

Zu Absatz 1

Absatz 1 enthält die Verordnungsermächtigung, die es der Bundesregierung erlaubt, Regelungen zum Beschaffungsverfahren für die Kapazitätsreserve zu treffen. Daneben wird die Bundesregierung aber auch ermächtigt, die sonstige Ausgestaltung der Kapazitätsreserve durch Verordnung zu regeln.

Mit Nummer 1 wird die Möglichkeit vorgesehen, das Verhältnis der Kapazitätsreserve zur Netzreserve nach § 13d EnWG und zu netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 EnWG zu regeln. Dies ist insbesondere zur Abgrenzung der Kapazitätsreserveleistung von der Regelleistung notwendig.

Nummer 2 lässt Regelungen zur Aktivierung und zum Abruf der Anlagen und zum Vermarktungsverbot zu. Aktivierung und Abruf werden dabei gesetzlich als „Einsatz“ definiert. In der Rechtsverordnung kann danach geregelt werden, dass die Betreiber der Kapazitätsreserveanlagen ausschließlich auf Anforderung der Betreiber von Übertragungsnetzen einspeisen und die Leistung der Anlagen nicht am Strommarkt vermarkten dürfen. Durch eine solche Regelung kann gewährleistet werden, dass der Strommarkt durch die Kapazitätsreserve möglichst wenig beeinflusst wird.

Mit Nummer 3 wird die Möglichkeit vorgesehen, Regelungen zu Art, Zeitpunkt, Zeitraum sowie Häufigkeit, Form und Inhalt des Beschaffungsverfahrens zu erlassen, insbesondere zu der insgesamt zu beschaffenden installierten Leistung (Buchstabe a), zur zeitlichen Staffelung der zu beschaffenden Mengen in Teilmengen (Buchstabe b), zu den Vorlaufzeiten und zum Zeitpunkt der tatsächlichen Bereitstellung der installierten Leistung (Buchstabe c), zu der Art, der Form und den Kriterien der Preisbildung für die Vorhaltung und die Verfügbarkeit der Leistung, einschließlich der Festlegung von Mindest- und Höchstpreisen (Buchstabe d), zu dem Ablauf des Beschaffungsverfahrens (Buchstabe e), sowie zur Nachbeschaffung von Reserveleistung (Buchstabe f).

Nummer 4 ermöglicht es, die Regelungen zu den Anforderungen an die Teilnahme an dem Beschaffungsverfahren und für die Erzeugungsanlagen näher zu bestimmen. Nach Buchstabe a können Mindestanforderungen an die Eignung der Teilnehmer, das heißt die

Betreiber der Anlagen, festgelegt werden. Buchstabe b ermöglicht die Festlegung von Anforderungen an die Größe und die Eignung der Anlagen oder Teilkapazitäten der Anlage, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems im Fall von Ungleichgewichten der Leistungsbilanz zu gewährleisten. Buchstabe c lässt Anforderungen, die der Netz- oder Systemintegration der Anlagen dienen, zu. Buchstabe d stellt sicher, dass bei der Beschaffung von Kapazitätsreserveanlagen auch die notwendigen Genehmigungen vorliegen, sowohl bei Bestandsanlagen wie auch bei neu zu errichtenden Anlagen. Mit Buchstabe e können Anforderungen an die Erzeugungsanlagen zur Einhaltung des Rückkehrverbotes sowie zu der Art, der Form und dem Inhalt von Sicherheiten gestellt werden, die entweder von allen Teilnehmern an dem Beschaffungsverfahren oder im Fall der Zuschlagserteilung zu leisten sind, um eine Inbetriebnahme sowie die Vorhaltung und den Einsatz der Anlage sicherzustellen. Buchstabe f verankert schließlich die Möglichkeit festzulegen, wie Teilnehmer an dem Beschaffungsverfahren die Einhaltung der Anforderungen nach den Buchstaben a bis e nachweisen müssen.

Nummer 5 lässt Regelungen zu der Form, dem Inhalt und dem Zeitpunkt der Zuschlagserteilung im Rahmen des Beschaffungsverfahrens und zu den Kriterien für die Zuschlagserteilung zu. Dadurch kann der Ordnungsgeber einerseits gewisse Vorgaben zu den Zuschlagskriterien machen, andererseits soll den Betreibern von Übertragungsnetzen der notwendige Spielraum bei der Zuschlagserteilung gelassen werden.

Mit Nummer 6 können in der Verordnung auch Vorgaben zu der Berücksichtigung der durch die Kapazitätsreserve entstehenden Kosten der Betreiber von Übertragungsnetzen und zu den Anforderungen an einen Kostenausgleichsmechanismus zwischen den Betreibern der Übertragungsnetze gemacht werden. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund sinnvoll, dass die Kosten bundesweit gleichmäßig auf alle Netznutzer umgelegt werden sollen, da die Netznutzer in allen Regelzonen von der Stabilität des Gesamtsystems profitieren. Damit können Regelungen erlassen werden, damit die Betreiber der Übertragungsnetze die Kosten den Nutzern der Übertragungsnetze in Rechnung stellen können.

Mit Nummer 7 werden Bestimmungen zu der Höhe der durch einen Zuschlag vergebenen Vergütung zugelassen. Dadurch kann der Ordnungsgeber regeln, dass die Vergütung für die Vorhaltung der gebundenen Leistung als Leistungspreis in Euro pro Megawatt von den Betreibern der Übertragungsnetze zu zahlen ist. Die Regelung stellt klar, dass eine Vergütung nur als Leistungspreis für die Vorhaltung der Erzeugungskapazität und nicht als Arbeitspreis gewährt werden kann. Unabhängig davon können die tatsächlichen Einsatzkosten nach Nummer 8 erstattet werden.

Nummer 8 verankert die Möglichkeit, die zu erstattenden Kosten für den Einsatz der Anlagen der Kapazitätsreserve, für den Betrieb der Anlage in Teillast und in Volllast festzulegen sowie die Kosten für die Durchführung von Probeläufen zu beziffern. Dazu gehören auch Regelungen zu der Form und der Höhe der Kostenerstattung für elektrische Arbeit pro Megawattstunde, das heißt zum Arbeitspreis.

Mit Nummer 9 kann das Verfahren der Abrechnung der Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Kapazitätsreserveanlagen durch die Betreiber der Übertragungsnetze näher ausgestaltet werden. Damit können Regelungen erlassen werden, damit die Betreiber der Übertragungsnetze die Kosten z. B. den Nutzern der Übertragungsnetze oder als Ausgleichsenergie den Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung stellen können.

Nummer 10 lässt Regelungen zu dem Verfahren der Anpassung bestehender Verträge bei der Erteilung eines Zuschlags für Anlagen zu, die nach § 13a Absatz 1, § 13b und § 13d EnWG sowie der Netzreserveverordnung als Netzreserve verpflichtet worden und

an das Netz angeschlossen sind. Dadurch besteht die Möglichkeit, die Anlagen aus der Netzreserve mit der Kapazitätsreserve zu verzahnen.

Nummer 11 ermöglicht Regelungen zur Länge der vertraglichen Verpflichtung bei bestehenden und neuen Anlagen der Kapazitätsreserve. Damit wird auch klargestellt, dass die Vertragslaufzeit bei der Beschaffung von Bestandsanlagen und neuen Anlagen unterschiedlich ausgestaltet werden kann. Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass neu zu errichtende Anlagen deutlich höhere Investitionskosten aufweisen als bestehende Anlagen. Damit Anlagenbetreiber ihre Investitionen refinanzieren können, muss die Laufzeit der Verträge bei neu zu errichtenden Anlagen deutlich länger ausgestaltet werden können.

Nach Nummer 12 kann die Verordnung Bestimmungen zu der Art, den Kriterien, dem Umfang, den Bedingungen sowie der Reihenfolge des Einsatzes der Anlagen der Kapazitätsreserve durch die Betreiber der Übertragungsnetze treffen. Dies beinhaltet die Möglichkeit, den Einsatz von Anlagen der Kapazitätsreserve und das Verhältnis des Einsatzes von Anlagen nach § 13 EnWG oder nach § 13a EnWG in der Verordnung zu regeln.

Nummer 13 regelt, dass die Verordnung Vorkehrungen treffen kann, damit die Leistung der kontrahierten Anlagen im Bedarfsfall tatsächlich zur Verfügung steht. Insoweit können Vorgaben gemacht werden, dass eine Vermarktung der Leistung auf den Termin- und Spotmärkten, im bilateralen Handel oder auf den Regelenergiemärkten unzulässig ist. Solche Vorgaben können auch deswegen erforderlich sein, um eine Beeinträchtigung des Wettbewerbs auf diesen Märkten zu verhindern. Davon umfasst sind auch Bestimmungen, die die Untersagung des Betriebs einer Anlage betreffen.

Nummer 14 lässt Regelungen zu, die sicherstellen, dass die Anlagen der Kapazitätsreserve im Bedarfsfall tatsächlich betrieben werden können. Dazu wird umfassend geregelt, welche Bestimmungen erlassen werden können, wenn Kapazitätsreserveanlagen nicht oder nicht rechtzeitig aktiviert werden können. Damit soll vermieden werden, dass bei Bestandsanlagen nicht betriebsbereite Anlagen in der Kapazitätsreserve beschafft werden. Bei neu zu errichtenden Kapazitätsreserveanlagen soll die Inbetriebnahmefähigkeit sichergestellt werden. Buchstabe a sieht dazu die Möglichkeit vor, das Verfahren für Probeabrufe und für einen Funktionstest der Kapazitätsreserveanlagen näher zu bestimmen. Dazu kann die Möglichkeit vorgesehen werden, einen Vertrag mit einem Betreiber einer Kapazitätsreserveanlage außerordentlich bei Vorliegen wichtiger Gründe zu kündigen (Doppelbuchstabe aa), Regelungen zur Ermöglichung von Nachbeschaffungen von Anlagen der Kapazitätsreserve vorzusehen (Doppelbuchstabe bb) oder eine Pflicht zu einer Geldzahlung vorzusehen (Doppelbuchstabe cc). Durch die Möglichkeit, Probeabrufe oder einen Funktionstest vorzusehen, sollen Anreize geschaffen werden, die Anlagen betriebsbereit zu halten.

Zudem werden in Buchstabe b Regelungen aufgenommen, um das Verfahren bei Nichtbestehen von Probeläufen, Funktionstests oder bei erfolglosen Einsätzen festzulegen. In diesen Fällen besteht die Möglichkeit, entweder eine Pflicht zu einer Geldzahlung vorzusehen und deren Höhe sowie die Voraussetzungen für die Zahlungspflicht zu regeln (Doppelbuchstabe aa), alternativ bestimmte Kriterien für einen Ausschluss von Bietern bei künftigen Beschaffungen der Kapazitätsreserve festzulegen (Doppelbuchstabe bb) oder die Möglichkeit vorzusehen, die Vergütungszahlungen zu verringern (Doppelbuchstabe cc).

Nummer 15 ermöglicht Regelungen zu der Art, der Form und dem Inhalt der Veröffentlichungen der Bekanntmachung von Beschaffungsverfahren, der abgegebenen Gebote und den Ergebnissen der Beschaffungsverfahren. Dadurch soll den Gedanken der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit hinreichend Rechnung getragen werden.

Nummer 16 sieht Regelungen zur Erhebung von Informationen bei den beteiligten Unternehmen und zum Umgang mit übermittelten Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen vor.

Durch Nummer 17 können nähere Bestimmungen zu der Anpassung des Umfangs der Kapazitätsreserve und den Kriterien für die Anpassung durch die BNetzA erlassen werden. Diese Regelung ist im Zusammenhang mit § 13e Absatz 5 EnWG zu sehen. Danach ist die BNetzA zur Überprüfung des Umfangs der Kapazitätsreserve verpflichtet. Gleichzeitig können ihr durch Verordnung umfassende Festlegungskompetenzen übertragen werden. Durch die Regelung in Nummer 17 können in der Verordnung nähere Vorgaben zu dem Monitoring sowie zu den Kriterien, nach denen eine Anpassung des Umfangs der Kapazitätsreserve zu überprüfen ist, gemacht werden. Diese Möglichkeit ist insbesondere zur Festlegung eines transparenten und nachvollziehbaren Verfahrens und aus Gründen der Rechtssicherheit von Bedeutung.

Ebenfalls näher regeln kann die BNetzA, wie der nach § 13e Absatz 2 Satz 3 Nummer 2 EnWG zugrunde zu legende Wert der durchschnittlichen Jahreshöchstlast berechnet wird und worauf er sich bezieht.

Zur Durchführung der Verordnung, insbesondere im Rahmen des Beschaffungsverfahrens und zu Abrechnungszwecken, müssen Daten an die Betreiber von Übertragungsnetzen und die BNetzA übermittelt werden. Diese müssen wiederum auf Verlangen dem BMWi Auskunft erteilen. Nummer 18 erlaubt die Regelung, welche Daten zu übermitteln sind und die Regelung der übermittlungspflichtigen Person (Datenverantwortlicher). Daten dürften insbesondere Anlagengröße, technische Spezifikationen und Betreibergesellschaft umfassen.

Abschließend erlaubt es Nummer 19 Regelungen zur Datensicherheit und zum Datenschutz zu treffen, die für die nach Nummer 18 übermittelten Daten Anwendung finden. Damit wird sichergestellt, dass die grundlegenden Anforderungen des Datenschutzes auch im Rahmen von Nutzungsregelungen nach dieser Rechtsverordnung gewahrt werden.

Zu Absatz 2

Absatz 2 legt Festlegungskompetenzen der BNetzA im Zusammenhang mit der Kapazitätsreserve fest. Danach wird das BMWi ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates im Anwendungsbereich des § 13e EnWG die BNetzA zu ermächtigen, Festlegungen nach § 29 Absatz 1 EnWG zu treffen, die sich auf die nähere Bestimmung der Regelungen nach Absatz 1 Nummer 1 bis 17 beziehen. Damit werden umfangreiche Festlegungskompetenzen der BNetzA gesetzlich verankert. Diese ermöglichen insbesondere auch Festlegungen im Zusammenhang mit den Anforderungen zu Form, Inhalt und Zeitpunkt des Beschaffungsverfahrens und der Zuschlagserteilung, den Teilnahmebedingungen, den Anforderungen für die Anerkennung der durch das Beschaffungsverfahren bei den Betreibern von Übertragungsnetzen entstehenden Kosten, der Sicherstellung des Betriebs der Kapazitätsreserveanlagen, des Einsatzes und der bilanziellen Behandlung der Strommengen sowie den Anforderungen an einen Kostenausgleichsmechanismus zwischen den Betreibern der Übertragungsnetze.

Zu § 13i

§ 13i enthält die bisherigen Verordnungsermächtigungen nach § 13 Absatz 4a und 4b EnWG sowie die Verordnungsermächtigung zur Netzreserve nach § 13b EnWG. In Absatz 5 wird eine Verordnungsermächtigung zur Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach § 13g EnWG geschaffen.

Zu Absatz 1

Absatz 1 enthält die bisher in § 13 Absatz 4a Satz 5 bis Satz 8 EnWG vorgesehene Verordnungsermächtigung.

Zu Absatz 2

In Absatz 2 wurde die bisher in § 13 Absatz 4b EnWG enthaltene Verordnungsermächtigung übernommen.

Zu Absatz 3

Absatz 3 enthält die Verordnungsermächtigung des bisherigen § 13b Absatz 1 EnWG.

Zu Absatz 4

Die Regelung entspricht dem bisherigen § 13b Absatz 2 EnWG.

Zu Absatz 5

Absatz 5 verankert eine Verordnungsermächtigung im Zusammenhang mit der Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach § 13g EnWG. Mit § 13i Absatz 5 EnWG wird die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung Maßnahmen zu erlassen, damit die angestrebte Emissionsminderung in der Braunkohlewirtschaft im Jahr 2020 erreicht wird.

Zu § 13j

§ 13j EnWG enthält sämtliche Festlegungskompetenzen aus den §§ 13ff. EnWG. Diese werden zentral in einem Paragraphen gebündelt.

Zu Absatz 1

Die Festlegungskompetenz in § 13j Absatz 1 Satz 1 EnWG war bislang in § 13 Absatz 1a Satz 3 EnWG geregelt. Aus rechtsförmlichen Gründen wird in Satz 1 der bisherige Begriff „Konkretisierung“ durch die Formulierung „näheren Bestimmung“ ersetzt. Die bisher vorgesehene Möglichkeit, Festlegungen zu den Kriterien für die Bestimmung der angemessenen Vergütung zu treffen, wird nunmehr in den Satz 2 verschoben. Absatz 1 Satz 2 regelt ausführlich die Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde im Zusammenhang mit der Vergütung für Redispatch-Maßnahmen nach § 13a EnWG. Danach kann die Regulierungsbehörde zur Bestimmung der angemessenen Vergütung nach § 13a Absatz 1 und 2 EnWG weitere Vorgaben im Wege einer Festlegung nach § 29 Absatz 1 EnWG machen. Die Nummern 1 bis 5 konkretisieren die Festlegungskompetenz der Regulierungsbehörde:

Nach Nummer 1 können Art und Höhe der Vergütung danach differenziert werden, ob es sich um eine Wirk- oder eine Blindleistungseinspeisung oder ob es sich um eine leistungserhöhende oder leistungsreduzierende Maßnahme handelt. Dies ist erforderlich, da sich die Kosten für Maßnahmen im Rahmen von strombedingtem oder spannungsbedingtem Redispatch sowie bei leistungserhöhenden oder leistungsreduzierenden Maßnahmen erheblich unterscheiden können.

Nummer 2 gibt der Regulierungsbehörde die Möglichkeit, Vorgaben zu einer vereinfachten Bestimmung der Erzeugungsauslagen zu machen. Der zweite Halbsatz regelt näher, dass die Regulierungsbehörde die Vergütung ganz oder teilweise als Pauschale für vergleichbare Kraftwerkstypen ausgestalten kann. Es ist also möglich, bestimmte Kostenpositionen über eine Pauschale und andere Kostenpositionen über ein anderes Verfahren, z. B. einen Ersatz tatsächlicher Kosten, abzugelten. Durch die pauschale Vergütung für

Redispatch-Maßnahmen müssen die dem individuellen Einsatz zuzurechnenden Kosten nicht in jedem Einzelfall abgedeckt werden. Für die Typisierung müssen geeignete technische Kriterien Anwendung finden. Hierdurch wird gewährleistet, dass die tatsächlichen Kosten näherungsweise abgebildet werden können, ohne dass der Abwicklungsaufwand unverhältnismäßig groß würde. Der letzte Halbsatz ermöglicht eine Regelung in der Festlegung der Regulierungsbehörde für individuelle Härtefälle. Danach kann die Regulierungsbehörde vorsehen, dass in Einzelfällen, in denen die pauschale Vergütung eine unbillige Härte darstellen würde und ein Anlagenbetreiber individuell höhere zurechenbare Erzeugungsauslagen nachweist, die über die pauschale Vergütung hinausgehenden Kosten erstattet werden können. Damit soll vermieden werden, dass die pauschalierte Vergütung im Einzelfall ein Kraftwerk systematisch benachteiligt. Sofern im Einzelfall über die Pauschale hinausgehende, individuell zurechenbare Erzeugungsauslagen nachgewiesen werden können, soll in diesen Fällen die Möglichkeit bestehen, in der Festlegung zu regeln, dass diese Kosten erstattet werden.

Nach Nummer 3 kann die Regulierungsbehörde Vorgaben zu der Ermittlung der anrechenbaren Betriebsstunden machen, die für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs relevant sind. Hierbei ist insbesondere ein möglicherweise erhöhter Verschleiß der Anlagen beim Anfahren zu berücksichtigen.

Nummer 4 gibt der Regulierungsbehörde die Möglichkeit, Vorgaben zu der Ermittlung und dem Nachweis der entgangenen Erlösmöglichkeiten nach § 13a Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 EnWG zu machen. Dabei kann zwischen Erzeugungsanlagen und Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie unterschieden werden.

Nummer 5 sieht vor, dass die Regulierungsbehörde für Betreiber von Anlagen, die ihre Wirk- oder Blindleistungseinspeisung vermindern, Vorgaben zur Bemessung der ersparten Erzeugungsaufwendungen nach § 13a Absatz 2 Satz 3 EnWG machen kann.

Satz 3 gibt der Regulierungsbehörde die Möglichkeit, bei den Betreibern von Erzeugungsanlagen die für die Festlegungen nach Satz 2 und für die Prüfung der angemessenen Vergütung notwendigen Daten einschließlich etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse zu erheben. Ohne diese Daten wäre eine wirksame Prüfung der angemessenen Vergütung nicht möglich. Satz 4 verankert die Pflicht der Betreiber zur Erteilung einer Auskunft. Nach Satz 5 kann die Regulierungsbehörde Festlegungen nach § 29 Absatz 1 zu Umfang, Zeitpunkt und Form der zu erhebenden und mitzuteilenden Daten, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen, treffen.

Zu Absatz 2

Absatz 2 enthält die bisher in § 13 Absatz 2a und Absatz 5 sowie § 13c Absatz 3 EnWG geregelten Festlegungskompetenzen. Darüber hinaus wird eine Festlegungskompetenz im Zusammenhang mit dem neuen § 13c EnWG eingeführt.

Die Nummer 1 entspricht dem bisherigen § 13 Absatz 5 Satz 3 EnWG.

In Nummer 2 wurde die Festlegungskompetenz des bisherigen § 13 Absatz 2a Satz 2 EnWG übernommen.

Die Festlegungskompetenz in Nummer 3 wird neu aufgenommen. Sie ist im Zusammenhang mit der Regelung in § 13b Absatz 1 Satz 1 zweiter Halbsatz EnWG zu sehen. Danach müssen Betreiber von Anlagen, die ihre Anlage vorläufig oder endgültig stilllegen wollen, angeben, ob die Stilllegung aus technischen, ökonomischen oder rechtlichen Gründen erfolgt. In bestimmten Fällen dürfte die Abgrenzung, aus welchem Grund die Stilllegung erfolgt, schwierig sein. Daher soll die Regulierungsbehörde die Möglichkeit erhalten, die nähere Ausgestaltung und Abgrenzung der Gründe für Stilllegungen durch Festlegung zu bestimmen.

Nach Nummer 4 kann die BNetzA Vorgaben zu der Ermittlung der anrechenbaren Betriebsstunden im Zusammenhang mit § 13c Absatz 1 Satz 3 und Absatz 3 Satz 5 zweiter Halbsatz EnWG machen.

Die Nummern 5 bis 9 enthalten die Bestimmungen des bisherigen § 13c Absatz 3 EnWG. Als redaktionelle Folgeänderung wird jeweils ein Verweis auf § 13f EnWG aufgenommen. Aus rechtsförmlichen Gründen wird in Nummer 4 ferner der Begriff „Konkretisierung“ durch die Formulierung „nähere Bestimmung“ ersetzt.

Zu Absatz 3

Die Festlegungskompetenz des bisherigen § 13b Absatz 3 EnWG wurde in § 13j Absatz 3 EnWG übernommen.

Zu Absatz 4

Nach Absatz 4 kann die BNetzA den Umfang der Kapazitätsreserve nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 13h durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 in begründeten Ausnahmefällen für einzelne oder mehrere Jahre abweichend von § 13e Absatz 2 Satz 3 anpassen, insbesondere wenn der Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit eine Anpassung der Größe empfiehlt. Durch die Zugrundelegung des Versorgungssicherheitsberichts werden das Monitoring der Kapazitätsreserve und das Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 63 EnWG verzahnt.

Zu Nummer 10 (§ 14 EnWG)

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Durch den Verweis in § 14 Absatz 1 Satz 1 EnWG auf § 13a EnWG wird klargestellt, dass im Hinblick auf systemrelevante Anlagen den Verteilernetzbetreiber bezogen auf das Verteilernetz die gleichen Rechte und Pflichten treffen wie den Betreiber eines Übertragungsnetzes bezogen auf das Übertragungsnetz.

Parallel zur Verpflichtung des Anlagenbetreibers in § 13a EnWG, die Stilllegung einer Anlage auch dem Verteilernetzbetreiber anzuzeigen, wird der Verteilernetzbetreiber durch die Neuregelung berechtigt und verpflichtet, nach Eingang einer Stilllegungsanzeige die Systemrelevanz der stillzulegenden Anlage für sein Verteilernetz zu überprüfen sowie gegebenenfalls zu veranlassen, dass die Stilllegung behördlich untersagt wird. Die Neuregelung ist notwendig, da nur der Verteilernetzbetreiber die Systemrelevanz für sein Verteilernetz bewerten kann. Ist eine Anlage sowohl vom Betreiber eines Übertragungsnetzes als auch vom Verteilernetzbetreiber als systemrelevant ausgewiesen worden, kommt der Ausweisung des Betreiber eines Übertragungsnetzes aus Gründen der Systemsicherheit Vorrang zu.

Durch den Verweis auf § 13f EnWG wird klargestellt, dass auch ein Verteilernetzbetreiber im Falle der Systemrelevanz eines Gaskraftwerkes für das Verteilernetz die Möglichkeit besitzt, die Versorgung des Gaskraftwerkes sicherzustellen.

Im Übrigen handelt es sich um Folgeänderungen durch die Neufassung der §§ 13ff. EnWG.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine Folgeänderung durch die Neustrukturierung von § 13 EnWG.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um Folgeänderungen durch die Neustrukturierung der §§ 13 ff. EnWG.

Zu Nummer 11 (§ 16 EnWG)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung durch die Neufassung der §§ 13ff. EnWG.

Zu Buchstabe b

Die Aufnahme eines neuen Satzes 2 in § 16 Absatz 3 EnWG dient dazu, entsprechend der Änderungen in dem neuen § 13 Absatz 5 Satz 1 EnWG auch im Gasbereich klarzustellen, dass das Ruhen der Leistungspflichten nicht zu einer Aussetzung der Abrechnung der Bilanzkreise seitens der Marktgebietsverantwortlichen führt. Dadurch wird ein Gleichlauf zwischen dem Strom- und dem Gassektor erreicht. Bei der Bezugnahme auf den neuen § 11 Absatz 3 EnWG handelt sich um eine rein redaktionelle Folgeänderung durch Einfügung eines neuen Absatzes 2 in § 11 EnWG.

Zu Nummer 12 (§ 17 EnWG)

Zu Buchstabe a

Die Regelung dient der Klarstellung, dass auch für Ladepunkte für Elektromobile ein Anspruch auf Netzanschluss besteht.

Die Ergänzung soll zugleich klarstellen, dass Ladepunkte für Elektromobile kein Teil des Energieversorgungsnetzes, sondern Letztverbraucher sind und wie andere Letztverbraucher einen allgemeinen Anspruch auf Netzanschluss haben. Die energiewirtschaftliche Einordnung von Ladepunkten für Elektromobile war gesetzlich bisher nicht ausdrücklich geregelt. Zum Teil wurde die Auffassung vertreten, Ladepunkte für Elektromobile seien Teil des Energieversorgungsnetzes, deren Finanzierung über Netzentgelte zu erfolgen habe und deren Betrieb den Bestimmungen über die Netzregulierung unterfalle. Eine solche Einordnung widerspräche jedoch nicht nur der praktischen Handhabung, sondern würde auch notwendige private Investitionen in den Aufbau der Ladeinfrastruktur sowie die Weiterentwicklung von Geschäftsmodellen behindern.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen, bedingt durch die Änderungen in § 1 EnWG. In § 1 EnWG wird künftig in der Überschrift ausdrücklich zwischen dem Zweck und den Zielen des EnWG differenziert und in Absatz 4 eine neue Zielbestimmung aufgenommen, die dazu dient, den Zweck des § 1 Absatz 1 EnWG zu erreichen. Entsprechend wird in § 17 EnWG das Wort „Ziele“ durch das Wort „Zweck“ ersetzt.

Zu Doppelbuchstabe bb

Aus rechtsförmlichen Gesichtspunkten wird der Begriff „konkreten“ in § 17 Absatz 2 Satz 3 EnWG gestrichen.

Zu Nummer 13 (§ 35 EnWG)

Das aktuelle Kraftwerksmonitoring erfasst nach § 35 Absatz 1 Nummer 12 EnWG den Bestand und die geplanten Stilllegungen von Erzeugungskapazitäten, die Investitionen in die Erzeugungskapazitäten mit Blick auf die Versorgungssicherheit sowie den Bestand,

die bereitgestellte Leistung, die gelieferte Strommenge sowie den voraussichtlichen Zeitpunkt der Außerbetriebnahme von Speichern mit einer Nennleistung von mehr als 10 Megawatt. Das Monitoring erfasst bislang allerdings nicht die Fähigkeit der Anlagen zur bivalenten Befeuerung sowie die vorhandenen Kapazitäten für einen Brennstoffwechsel zur Absicherung der Leistung der Erzeugungskapazitäten. Im Hinblick auf systemrelevante Gaskraftwerke ist insbesondere von Bedeutung, welche Möglichkeiten für einen Brennstoffwechsel vor allem von Erdgas zu Mineralöl bestehen. In diesem Zusammenhang soll das Monitoring auch abdecken, welchen Umfang diese Kapazitäten haben, das heißt für welchen Zeitraum die Kapazitäten zur Stromerzeugung genutzt werden können. Dabei soll insbesondere auch untersucht werden, welche Möglichkeiten bestehen, Brennstoff zu der Erzeugungskapazität zur Aufrechterhaltung der Stromerzeugung nachzuliefern. Daher wird das Monitoring nach Nummer 12 entsprechend ausgeweitet.

Zu Nummer 14 (§ 37 EnWG)

Zu Buchstabe a

§ 36 EnWG verpflichtet Grundversorger, Allgemeine Bedingungen und Preise für die Grundversorgung in Niederspannung oder Niederdruck öffentlich bekannt zu geben und im Internet zu veröffentlichen sowie zu diesen Bedingungen und Preisen jeden Haushaltskunden zu beliefern. Nicht vorgegeben ist, ob die Grundversorger für alle Haushaltskunden im Sinne des § 3 Nummer 22 EnWG nur einen Allgemeinen Preis veröffentlichen oder ob sie verschiedene Bedarfsarten unterscheiden. Es gibt bereits heute nicht zwingend nur einen einheitlichen Allgemeinen Preis der Grundversorgung in einem Grundversorgungsgebiet. In der Praxis wird teilweise zwischen einer privaten und gewerblichen Nutzung oder nach der Höhe des Energieverbrauchs differenziert. Sofern ein Grundversorger entsprechend differenziert, gelten dann auch z. B. die gesetzlichen Transparenz-anforderungen für jeden der Allgemeinen Preise.

Die allgemeine Versorgungspflicht, die durch das EnWG 2005 in das Instrument der Grundversorgung überführt wurde, zielt dabei traditionell auf eine Vollversorgung der Kunden. Der Allgemeine Preis ist entsprechend kalkuliert. Haushaltskunden, die keine Vollversorgung nachfragen, haben zwar im Grundsatz einen Anspruch auf Grundversorgung in Form einer Zusatz- oder Reservebelieferung. Sie können aber nicht zwingend eine Belieferung zu den Preisen einer Vollversorgung verlangen. Privilegiert werden in § 37 EnWG bisher Kunden, die Erzeugungsanlagen für die Deckung des Eigenbedarfs aus erneuerbaren Energien und kleineren KWK-Anlagen betreiben. Sie werden vollversorgten Haushaltskunden gleichgestellt. Diese Privilegierung ist angesichts der Marktentwicklung seit 2005 nicht mehr sachgerecht. Im Energieliefervertrag der Grundversorgung muss eine preisliche Unterscheidung von Vollversorgung sowie Zusatz- und Ersatzbelieferung möglich sein, wenn dies wirtschaftlich gerechtfertigt ist. Dies gilt unabhängig davon, aus welchen Anlagen die Eigenversorgung erfolgt. Die Änderungen in § 37 Absatz 1 EnWG zielen auf eine entsprechende Klarstellung der Rechtslage.

Die Ergänzung des § 37 Absatz 1 Satz 2 EnWG stellt auch mit Blick auf europarechtliche Vorgaben klar, dass die Grundversorgung aller Haushaltskunden gesichert ist. Dies gilt auch für Kunden, die allein eine Zusatz- oder Ersatzversorgung nachfragen.

Die Ausnahmeregelung des § 37 Absatzes 1 Satz 3 EnWG wird auf den Probetrieb von Notstromanlagen zurückgeführt. Unterscheiden sich die Kosten einer Zusatz- und Ersatzversorgung von den Kosten einer Vollversorgung, muss dies in den Geschäftsbedingungen und Preisen der Grundversorgung abbildbar sein. Die Änderung zwingt nicht zur Festlegung gesonderter Preise für eine Zusatz- und Ersatzversorgung. Sie stellt aber klar, dass eine solche Möglichkeit besteht, sofern es aufgrund der tatsächlichen Verhältnisse wirtschaftlich sinnvoll erscheint. Grundversorgungskunden ohne Eigenerzeugung sollen nicht über höhere Preise eine solche Zusatz- und Ersatzbelieferung subventionieren. Kraft Gesetzes entsteht die Möglichkeit, eine gesonderte Bedarfsgruppe vorzusehen.

Die bisherige Legaldefinition des Notstromaggregates in § 37 Absatz 1 Satz 3 EnWG wird gestrichen. Hintergrund ist insbesondere, dass mittel- bis langfristig Netzersatzanlagen eine größere Bedeutung haben können und ihre Funktion über die bisherige Definition des Notstromaggregates hinausgehen kann. Die Regelung bleibt im Übrigen unverändert.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Bei den Änderungen in Absatz 2 Satz 1 handelt es sich um eine redaktionelle Klarstellung.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Bezugnahme auf das Energieversorgungsunternehmen wird durch die Bezugnahme auf das Grundversorgungsgebiet ersetzt. Dabei handelt es sich um eine Klarstellung.

Zu Buchstabe c

Zu Doppelbuchstabe aa

Bei den Änderungen in Absatz 3 Satz 1 handelt es sich um eine redaktionelle Änderung.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen, bedingt durch die Änderungen in § 1 EnWG. In § 1 EnWG wird künftig in der Überschrift ausdrücklich zwischen den Zwecken und den Zielen des EnWG differenziert und in Absatz 4 eine neue Zielbestimmung aufgenommen, die dazu dient, die Zwecke des § 1 Absatz 1 EnWG zu erreichen. Entsprechend wird in § 37 EnWG das Wort „Ziel“ durch das Wort „Zweck“ ersetzt.

Zu Nummer 15 (§ 49 EnWG)

Die Änderung dient der Anpassung des EnWG an den Wortlaut der Richtlinie 2014/94/EU. Die Richtlinie 2014/94/EU enthält sowohl Vorgaben an private als auch an öffentlich zugängliche Ladepunkte. Zum Zwecke der Umsetzung der Richtlinienvorgaben wird die Verordnungsermächtigung entsprechend angepasst.

Zu Nummer 16 (§ 51 EnWG)

Die Neufassung des § 51 EnWG spiegelt die Zielsetzung des Weißbuches wider, ein umfassendes Monitoring der Versorgungssicherheit mit einem neuen methodischen Ansatz durchzuführen, das insbesondere die Situation auch auf den europäischen Strommärkten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland berücksichtigt. Zudem sollen künftig im Rahmen des Monitorings auch bislang nicht einbezogene Informationen berücksichtigt werden, die für die Versorgungssicherheit große Bedeutung haben können, wie z. B. der Beitrag von Lastmanagement oder (grenzüberschreitende) Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien.

Die Regelung des § 51 EnWG steht im Zusammenhang mit § 63 EnWG. Auf Grund des laufenden Monitorings nach den Absätzen 1 bis 4 erstellt das BMWi nach § 63 Absatz 2 EnWG jeweils jedes zweite Jahr einen Bericht zum Stand und zu der Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Erdgas sowie im Bereich der Versorgung mit Elektrizität. Die Berichte werden nach § 63 Absatz 2 EnWG veröffentlicht.

Zu Absatz 1

Satz 1 stellt zunächst klar, dass das BMWi fortlaufend ein Monitoring der Versorgungssicherheit nach den Absätzen 2 bis 4 durchführt. Künftig findet sich die Zweiteilung des Monitorings der Versorgungssicherheit auch in der Struktur der Regelung wieder. Danach findet wie bisher eine Trennung zwischen dem Monitoring der Versorgungssicherheit im Gas- und im Elektrizitätsbereich statt. Das Monitoring dient im Strombereich der Umsetzung von Artikel 4 der Richtlinie 2003/54/EG, im Gasbereich der Umsetzung von Artikel 5 der Richtlinie 2003/55/EG.

Mit Satz 2 werden dem BMWi wie nach bisheriger Rechtslage die Befugnisse nach den §§ 12a, 12b, 14 Absatz 1a und 1b, den §§ 68, 69 und 71 EnWG eingeräumt, die zur Durchführung des Monitorings notwendig sind.

Satz 3 regelt die entsprechende Geltung der relevanten Verfahrensregelungen in §§ 73, 75 bis 89 und 106 bis 108 EnWG.

Damit das Monitoring im Bereich der Versorgung mit Elektrizität sachgerecht durchgeführt werden kann, stellt Satz 4 ergänzend klar, dass die nach § 12 Absatz 4 und Absatz 5 EnWG von den Netzbetreibern übermittelten Informationen jeweils zu berücksichtigen sind.

Zu Absatz 2

Absatz 2 betrifft das Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich des Erdgases. Zur besseren Lesbarkeit werden die Aspekte, die von dem Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich des Erdgases umfasst sind, enumerativ, aber nicht abschließend, aufgelistet. Während bislang lediglich das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem deutschen Markt überwacht wurde, soll künftig das Monitoring im Bereich der Versorgung mit Erdgas auch auf das Verhältnis von Angebot und Nachfrage auf dem internationalen Markt ausgedehnt werden. Zugleich wird klargestellt, dass auch künftige Entwicklungen bei Angebot und Nachfrage zu berücksichtigen sind. Dies wird durch Nummer 1 geregelt. Ebenfalls neu aufgenommen werden in Nummer 2 neben den bestehenden und den in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Produktionskapazitäten auch die bestehenden und in der Planung oder im Bau befindlichen Transportleitungen. Nummer 5 bezieht sich auf den Betrieb der Gasversorgungsnetze und nimmt neben der Analyse von Netzstörungen auch und insbesondere Bezug auf die betrieblichen Maßnahmen der Gasnetzbetreiber zur kurz- und längerfristigen Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems. Keine Änderungen bestehen in Bezug auf die erwartete Nachfrageentwicklung (Nummer 3), die Berücksichtigung der Qualität und des Umfangs der Netzwartung (Nummer 4), in Bezug auf Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger (Nummer 6) sowie in Bezug auf das verfügbare Angebot auch unter Berücksichtigung der Bevorratungskapazität und des Anteils von Einfuhrverträgen mit einer Lieferzeit von mehr als zehn Jahren (langfristiger Erdgasliefervertrag) sowie deren Restlaufzeit (Nummer 7). Durch die länderübergreifende Perspektive und die Berücksichtigung der im Bau oder in der Planung befindlichen Verbindungsleitungen wird der Bedeutung des internationalen Erdgasmarktes für die Versorgungssicherheit in Deutschland Rechnung getragen.

Zu Absatz 3

Absatz 3 betrifft das Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität. Zur besseren Lesbarkeit werden beispielhaft die Aspekte, die von dem Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizitätsversorgung umfasst sind, enumerativ aufgelistet. Bislang erfolgte das Monitoring der Versorgungssicherheit, ohne dass die Situation der Stromversorgung auf den europäischen Strommärkten vertieft berücksichtigt worden ist. Dies soll durch den neuen Absatz 3 geändert werden.

Nummer 1 regelt wie bisher, dass das Monitoring der Versorgungssicherheit insbesondere das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf den Strommärkten betrifft. Konkretisierend wird klargestellt, dass sowohl das heutige wie das künftige Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage umfasst ist. Zudem wird der Einbindung des deutschen Strommarktes in die europäischen Strommärkte Rechnung getragen. Nach Nummer 1 betrifft das Monitoring insbesondere das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf den europäischen Strommärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes. Durch diese Regelung wird klargestellt, dass solche Strommärkte von Bedeutung und bei dem Monitoring zu berücksichtigen sind, die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in der Bundesrepublik Deutschland haben. Hierunter fallen insbesondere die sog. „elektrischen Nachbarstaaten“, das heißt solche Staaten, zu denen eine grenzüberschreitende Verbindungsleitung besteht. Die Auswirkungen weiter entfernt liegender Mitgliedstaaten der Europäischen Union auf die Versorgungssicherheit im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland sind im Einzelfall zu betrachten.

Nummer 2 konkretisiert die bisherige Bezugnahme auf das verfügbare Angebot dahingehend, dass bestehende und künftig verfügbare, in der Planung oder im Bau befindliche Erzeugungskapazitäten zu berücksichtigen sind. Nummer 2 geht insofern über die geltende Regelung, wonach das Monitoring die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten erfasst, hinaus. Danach werden sowohl die bestehenden sowie die in der Planung und im Bau befindlichen Erzeugungskapazitäten unter Berücksichtigung der Erzeugungskapazitäten für die Netzreserve sowie die Kapazitätsreserve in das Monitoring einbezogen, die außerhalb der Strommärkte vorgehalten werden; ebenfalls einbezogen werden Stilllegungen.

Neu aufgenommen werden in Nummer 3 die bestehenden und die in der Planung und im Bau befindlichen Verbindungsleitungen sowie die in den Anlagen zum Energieleitungsausbaugesetz und zum Bundesbedarfsplangesetz genannten Vorhaben. Dies ist von Bedeutung, um die Versorgungssicherheit mittel- und langfristig sachgerecht beurteilen zu können. Der Begriff „Verbindungsleitungen“ erfasst sowohl Leitungen innerhalb der Bundesrepublik Deutschland, insbesondere Höchstspannungsleitungen, als auch grenzüberschreitende Leitungen.

Um den künftigen Entwicklungen angemessen Rechnung zu tragen, sollen mit der neuen Nummer 3 neben existierenden auch künftig verfügbare Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie in das Monitoring einbezogen werden. Im Hinblick auf die in Planung befindlichen Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie sollen solche Anlagen in das Monitoring einbezogen werden, für die die notwendigen öffentlich-rechtlichen Genehmigungen vorliegen.

Nummer 4 betrifft wie nach bisheriger Rechtslage die erwartete Nachfrageentwicklung.

Nummer 5 nennt wie bislang die Qualität und den Umfang der Netzwartung. Inhaltliche Änderungen sind hiermit nicht verbunden.

Nummer 6 regelt eine Analyse von Netzstörungen und von Maßnahmen der Betreiber von Übertragungsnetzen oder der Betreiber der vorgelagerten Elektrizitätsverteilernetze, die kurz- und langfristig zur Gewährleistung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems ergriffen werden. Darunter fällt z. B. auch der Einsatz von Erzeugungskapazität für die Netzreserve, insbesondere Redispatch-Maßnahmen, gegebenenfalls aber auch der Einsatz der Kapazitätsreserve.

Nummer 7 nennt wie nach bisheriger Rechtslage Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen sowie zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger.

Der neu aufgenommene Satz 2 stellt klar, dass auch Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Lasten und Kraftwerksausfällen ebenso wie der Beitrag von Lastmanagement

und von Netzersatzanlagen zu analysieren und zu berücksichtigen sind. Lastmanagement bezeichnet wie in § 12 Absatz 4 EnWG eine zweckorientierte Veränderung des Verbrauchs elektrischer Energie gegenüber einem ansonsten zu erwartenden Verbrauchsverhalten. Unter Netzersatzanlage werden Anlagen verstanden, die ausschließlich oder vorrangig dazu dienen, bei einer Unterbrechung der öffentlichen Elektrizitätsversorgung einen oder mehrere Letztverbraucher mit Elektrizität zu versorgen. Bislang war der Begriff des Notstromaggregates in § 37 Absatz 1 Satz 3 EnWG enthalten. Danach waren Notstromaggregate als Eigenanlagen definiert, die ausschließlich der Sicherstellung des Energiebedarfs bei Aussetzen der öffentlichen Energieversorgung dienen, wenn sie außerhalb ihrer eigentlichen Bestimmung nicht mehr als 15 Stunden monatlich zur Erprobung betrieben werden. In einem weiterentwickelten Strommarkt können Netzersatzanlagen künftig verstärkt auch zur Deckung der Spitzennachfrage am Strommarkt oder zur Bereitstellung von Regelleistung und damit zur Versorgungssicherheit beitragen. Um zu vermeiden, dass zwei unterschiedliche Definitionen des Notstromaggregates und der Netzersatzanlage gesetzlich verankert werden, wird die bisherige Legaldefinition in § 37 Absatz 1 Satz 3 EnWG gestrichen und dort künftig nur noch von Eigenanlagen zur Sicherstellung des Energiebedarfs bei Aussetzen der öffentlichen Energieversorgung gesprochen.

Durch die Einbeziehung von Ausgleichseffekten wird berücksichtigt, dass großräumige, grenzüberschreitende Ausgleichseffekte, z. B. bei der Einspeisung erneuerbarer Energien, Lasten oder Kraftwerksausfällen, erhebliche Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Deutschland haben können. Zugleich werden auch Anpassungsprozesse an den Strommärkten, die sich auf Basis von Preissignalen ergeben können, in das Monitoring einbezogen. Dies ist insbesondere erforderlich, weil sich im Strommarkt die installierte Kraftwerkskapazität und das genutzte Lastmanagement-Potenzial in einem dynamischen Anpassungsprozess gerade auch abhängig von der Wahrscheinlichkeit möglicher Kapazitätsknappheiten oder Überkapazitäten und aufgrund der damit verbundenen Strompreissignale entwickeln.

Nach Satz 3 sollen zudem mögliche Hemmnisse für die Nutzung von Lastmanagement und von Netzersatzanlagen dargestellt werden. Für die Marktakteure sorgt dieses umfassende Monitoring zugleich für Transparenz über die Entwicklung der Versorgungssicherheit und kann Einfluss auf ihre Investitionsentscheidungen haben.

Zu Absatz 4

Absatz 4 konkretisiert die Methodik des Monitorings der Versorgungssicherheit nach Absatz 3 im Bereich der Stromversorgung. Satz 1 regelt den Grundsatz, dass das Monitoring die Messung und die Bewertung der Versorgungssicherheit umfasst. Satz 2 legt fest, dass das Monitoring auf der Basis regelmäßig festzulegender Indikatoren (Nummer 1) und Schwellenwerte (Nummer 2) vorgenommen wird. Die in Nummer 1 genannten Indikatoren müssen für die Zwecke des Monitorings, d.h. für die Messung der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten geeignet sein und dazu dienen, die Versorgungssicherheit objektiv und transparent evaluieren zu können. Nach Nummer 2 können regelmäßig Schwellenwerte entwickelt werden, bei deren Über- oder Unterschreiten eine Prüfung und gegebenenfalls bei Bedarf Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfolgt. Ob und in welchem Umfang Maßnahmen zu ergreifen sind, hängt von der Bewertung im Einzelfall ab und soll daher nicht gesetzlich vorgegeben werden. Satz 3 stellt klar, dass bei der Messung der Versorgungssicherheit wahrscheinlickeitsbasierte Analysen vorgenommen werden sollen; dadurch wird dem probabilistischen Charakter der Versorgungssicherheit Rechnung getragen.

Satz 4 verankert die Zielsetzung, langfristig den Versorgungssicherheitsbericht stärker mit anderen europäischen Mitgliedstaaten abzustimmen. Daher regelt Satz 4, dass das BMWi auf eine Abstimmung mit den an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Mitgliedstaaten der Europäischen Union sowie mit der Schweizerischen Eidgenos-

senschaft, mit dem Königreich Norwegen und dem Königreich Schweden im Hinblick auf eine gemeinsame Methodik und ein gemeinsames Verständnis zur Messung und Bewertung der Versorgungssicherheit nach Satz 1 sowie auf einen gemeinsamen Versorgungssicherheitsbericht nach § 63 Absatz 2 Nummer 2 EnWG hinwirken wird.

Zu Absatz 5

Durch Absatz 5 wird sichergestellt, dass das BMWi bei dem Monitoring der Versorgungssicherheit und dem entsprechenden Bericht die Regulierungsbehörde und die Betreiber von Übertragungsnetzen bei wichtigen Prozessschritten einbezieht und damit auf vorhandenes Fachwissen zugreifen kann. Dazu werden die Regulierungsbehörde sowie die Betreiber von Übertragungsnetzen bei allen wesentlichen Verfahrensschritten (u. a. Auswahl der Daten und zugrunde gelegte Annahmen, Auswahl von Szenarien, Auswahl der Methodik, Auswertung der Ergebnisse) einbezogen. Die Regulierungsbehörde sowie die Betreiber von Übertragungsnetzen werden dadurch über die relevanten Entwicklungen informiert und können ihre Expertise einbringen. So können etwaige Bedenken oder Anregungen zum geplanten Vorgehen auf Basis der Absätze 3 und 4 mitgeteilt und zwischen den Beteiligten diskutiert werden. Hierdurch wird eine Möglichkeit zur Stellungnahme fachkundiger Dritter gewährleistet.

Zu Nummer 17 (§ 51a EnWG)

Der neue § 51a EnWG regelt das Monitoring des Lastmanagements. Nach Absatz 1 Satz 1 kann die Regulierungsbehörde zur Durchführung des Monitorings der Versorgungssicherheit nach § 51 EnWG den Beitrag des Lastmanagements zur Versorgungssicherheit überwachen. Satz 2 verankert die Befugnis der Regulierungsbehörde, dazu von Unternehmen und Unternehmensvereinigungen mit einem Stromverbrauch von mehr als zwanzig Gigawattstunden jährlich in angemessener Frist relevante Informationen zu der Analyse ihres Lastmanagementbeitrags zu verlangen. Die Befugnis wird einerseits eingeschränkt auf große Verbraucher. Zudem können nur solche Informationen abgefragt werden, die erforderlich sein können, um den heutigen und künftigen Beitrag von Lastmanagement für die Versorgungssicherheit an den Strommärkten zu analysieren. Dadurch soll der Eingriff in die Rechte der Unternehmen einerseits so gering wie möglich gehalten werden. Auf der anderen Seite ist zu berücksichtigen, dass es bislang kein abschließendes Verständnis darüber gibt, welche Daten und Informationen und welche Methodik bestmöglich Rückschlüsse auf Lastmanagementpotenziale zulassen. Für die Analyse der Versorgungssicherheit können daher auch Informationen erforderlich sein, die z. B. nur mittelbar gemeinsam mit anderen Informationen als erforderlich angesehen werden; insofern steht der Regulierungsbehörde bei der Auswahl der Informationen ein Ermessen zu. Der Begriff der Erforderlichkeit ist im Rahmen von § 51a EnWG daher weit zu verstehen. Der Regulierungsbehörde steht auch bei der konkreten Auswahl der Unternehmen ein Auswahlermessen zu. Sie kann z. B. ein Stichprobenverfahren durchführen oder aus bestimmten Sachgründen nur von bestimmten Unternehmen oder Unternehmensvereinigungen Informationen zu dem Beitrag von Lastmanagement verlangen. Satz 3 regelt die Datenübermittlungspflicht der Regulierungsbehörde an das BMWi für die Zwecke des Monitorings. Danach muss sie diesem auf Verlangen in angemessener Frist und in geeigneter Form die Informationen nach Satz 2 zur Verfügung stellen. Dies umfasst auch das Einholen von Informationen nach Satz 2.

Nach Absatz 2 soll die Regulierungsbehörde künftig vorrangig auf das Marktstammdatenregister nach § 111e EnWG zurückgreifen, sobald und soweit darin relevante Lastmanagementinformationen wie z. B. die angeschlossene Spannungsebene, eine Beschreibung des Anlagenprozesses oder die Präqualifikation zur Regelleistungserbringung erfasst sind. Damit soll zusätzlicher bürokratischer Aufwand durch Meldepflichten soweit möglich vermieden werden.

Zu Nummer 18 (§ 52 EnWG)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Neufassung des § 13 EnWG.

Zu Nummer 19 (§ 53b EnWG)

Um den Rechtsrahmen für das Marktstammdatenregister zu schaffen, wird § 53b EnWG aufgehoben. Die wesentlichen Regelungen über das Register einschließlich einer angepassten Verordnungsermächtigung werden im neuen Teil 9a des EnWG zu Transparenz verankert. Diese neue systematische Stellung trägt insbesondere dem Umstand Rechnung, dass das Marktstammdatenregister anders als noch das von § 53b EnWG vorgesehene Gesamtanlagenregister neben der Gewährleistung der Versorgungssicherheit weitere Zwecke verfolgt (siehe im Einzelnen § 111e Absatz 1 EnWG, Artikel 1 Nummer 28 des Gesetzes).

Zu Nummer 20 (§ 56 EnWG)**Zu Absatz 1**

Die Einfügung in Nummer 1 dient der Erstreckung der Zuweisung der behördlichen Zuständigkeit an die BNetzA im Stromsektor auch in solchen Fällen, in denen die Aufgaben den Regulierungsbehörden in einer Verordnung der Europäischen Kommission übertragen worden ist, die auf Grundlage der Artikel 6 oder 18 der in der Regelung genannten Verordnung 714/2009 ergangen ist.

Im Gasbereich werden auf Grundlage der Verordnung 715/2009/EG mehrere Netzkodizes erlassen bzw. sind bereits erlassen worden. Zu nennen sind hier z. B. die Verordnung (EU) Nr. 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen vom 26. März 2014 oder die Verordnung (EU) Nr. 984/2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Ergänzung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates. Mit der Ergänzung von § 56 Absatz 1 Nummer 2 EnWG wird klargestellt, dass der BNetzA auch die Aufgaben übertragen sind, die sich – aus den unmittelbar geltenden – Verordnungen ergeben, die auf Grundlage der Verordnung 715/2009/EG und den Artikeln 6 oder 23 dieser Verordnung erlassen worden sind.

Zu Absatz 2

Der neue Absatz 2 dient der Erstreckung der Zuweisung der behördlichen Zuständigkeit an die BNetzA auch in solchen Fällen, in denen die Aufgabe in der Verordnung (EG) Nr. 2015/1222 der Europäischen Kommission den Mitgliedstaaten übertragen worden ist. Die in der Verordnung (EG) Nr. 2015/1222 der Europäischen Kommission den Mitgliedstaaten übertragenen Aufgaben setzen ein hohes Maß system- und netztechnischer Kenntnisse voraus und sollten daher von der BNetzA wahrgenommen werden.

Zu Nummer 21 (§ 59 EnWG)

Bei den Änderungen in § 59 Absatz 1 Satz 2 EnWG handelt es sich zunächst um eine Folgeänderung, bedingt durch die Änderungen in § 56 EnWG.

Aufgrund der größeren Fachnähe und teilweise bisheriger Praxis soll die Fachabteilung der Regulierungsbehörde, nicht die Beschlusskammer, für den Bericht über die Mindererzeugung, die Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG sowie den Bundesfachplan Offshore nach § 17a ENWG zuständig sein. Entsprechend wird § 59 Absatz 1 Satz 2 EnWG geändert.

Die Aufgaben und Festlegungen nach § 111d EnWG betreffen die Einrichtung und den Betrieb der nationalen Informationsplattform und sollen nicht von den Beschlusskammern wahrgenommen werden. Daher wird die Ausnahme von der grundsätzlichen Zuständigkeit der Beschlusskammern in § 59 Absatz 1 Satz 2 EnWG verankert.

Die Zuständigkeitsverteilung wird auch in Bezug auf die Netzzustands- und Netzausbauberichte nach § 14 Absatz 1a und 1b EnWG angeglichen und jeweils der Fachabteilung übertragen. Dies dient dazu, die Berichte in einem einheitlichen Verfahren anfordern und auswerten zu können.

Aus Klarstellungsgründen wird zudem geregelt, dass Entscheidungen, die auf Grund einer Rechtsverordnung nach § 13i Absatz 3 Nummer 2 und Absatz 4 EnWG getroffen werden, mit Ausnahme der Kriterien einer angemessenen Vergütung, entsprechend der Handhabung in der Praxis von der Zuständigkeit der Beschlusskammern ausgenommen sind. Damit wird die Zuständigkeit für die Feststellung des Netzreservebedarfs im Sinn einer sachgerechten Aufgabenzuweisung der Fachabteilung übertragen.

Die Erstattung der Mehrkosten für den Brennstoffwechsel eines systemrelevanten Gaskraftwerks nach § 13f Absatz 2 Satz 2 EnWG soll künftig bei den Beschlusskammern liegen. Daher werden von der Aufzählung in § 59 Absatz 1 Satz 2 die Festlegungen nach § 13j Absatz 2 Nummer 8 EnWG ausgenommen.

Im Übrigen handelt es sich um redaktionelle Folgeänderungen durch die Neufassung der §§ 13ff. EnWG.

Zu Nummer 22 (§ 63 EnWG)

Zu Buchstabe a

§ 63 Absatz 1a und Absatz 2 werden durch den neuen Absatz 2 ersetzt. Dies dient der besseren Übersichtlichkeit. Der bisherige § 63 Absatz 1a EnWG wird durch Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 und 2 in Verbindung mit Satz 2 ersetzt. Dies ist eine Folgeänderung der Neufassung von § 51 EnWG und in Zusammenhang mit dem Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 51 EnWG zu sehen. Bereits nach geltender Rechtslage hat das BMWi nach § 51 EnWG in Verbindung mit § 63 EnWG alle zwei Jahre einen Versorgungssicherheits-Bericht erstellt und an die Europäische Kommission übermittelt. Dadurch wurde im Strombereich der Pflicht nach Artikel 4 der Richtlinie 2003/54/EG, im Gasbereich der Pflicht nach Artikel 5 der Richtlinie 2003/55/EG nachgekommen.

Nunmehr wird das Monitoring der Versorgungssicherheit in § 51 EnWG ab dem 1. Januar 2017 ausgeweitet. Künftig erfolgt die Berichterstattung über Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Erdgas sowie im Bereich der Versorgung mit Elektrizität. Der neue Absatz 2 Satz 1 verankert wie nach bisheriger Rechtslage entsprechend zwei Berichtspflichten des BMWi. Dieses muss bis zum 31. Juli 2018 und dann mindestens alle zwei Jahre jeweils einen Bericht zum Stand und zu der Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Erdgas (Nummer 1) sowie einen Bericht zum Stand und zu der Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität (Nummer 2) veröffentlichen.

Im Rahmen des Versorgungssicherheitsberichtes ist im Hinblick auf das Monitoring der Versorgungssicherheit an den Strommärkten zu berücksichtigen, dass entsprechend der Regelung in § 51 Absatz 4 Satz 4 EnWG auf eine Abstimmung mit den an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Mitgliedstaaten der Europäischen Union sowie der Schweizerischen Eidgenossenschaft, dem Königreich Norwegen und dem Königreich Schweden hingewirkt werden soll mit dem Ziel eines langfristig gemeinsamen Versorgungssicherheitsberichtes.

Satz 2 stellt wie nach bisheriger Rechtslage für beide Berichte klar, dass in die Berichte nach Satz 1 jeweils auch über die bei dem laufenden Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 51 EnWG gewonnenen Erkenntnisse sowie getroffene oder geplante Maßnahmen aufzunehmen sind.

Die Bezugnahme auf den 31. Juli 2018 ist im Zusammenhang mit dem Inkrafttreten der Neufassung von § 51 EnWG zum 1. Januar 2017 zu sehen. Entsprechend des Inkrafttretens der Regelung zum 1. Januar 2017 besteht die Veröffentlichungspflicht erst zum 31. Juli 2018 und dann mindestens alle zwei Jahre. Bis zu diesem Zeitpunkt gilt das bestehende Monitoring der Versorgungssicherheit unverändert fort. Der nächste Bericht wird daher auf Basis des bislang geltenden § 51 EnWG im Jahr 2016 veröffentlicht.

Satz 3 verankert wie bislang die Datenübermittlungspflicht an die Europäische Kommission. Danach muss das BMWi die Berichte nach Satz 1 jeweils unverzüglich an die Europäische Kommission übermitteln. Dies trägt den Anforderungen des europäischen Rechts Rechnung.

Zu Buchstabe b

Der neu gefasste § 63 Absatz 2a EnWG ist Folgeänderung der Entfristung der Regelungen zur Netzreserve. Danach überprüft das BMWi weiterhin die Wirksamkeit und Notwendigkeit von Maßnahmen nach den §§ 13a bis 13d sowie §§ 13f, 13i, 13j und § 16 Absatz 2a EnWG. Klarstellend wird darauf hingewiesen, dass davon auch die für die Maßnahmen entstehenden Kosten erfasst sind. Der Bericht soll spätestens bis zum 31. Juli 2016 sowie für die Dauer des Fortbestehens der Maßnahmen der Netzreserve mindestens alle zwei Jahre erstellt und veröffentlicht werden. Die Regelung tritt bereits am Tag nach der Verkündung des Gesetzes in Kraft.

Die Regelung in § 63 Absatz 2a EnWG steht zudem im Zusammenhang mit den Regelungen zur Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG sowie der Verordnungsermächtigung zur Ausgestaltung der Reserve nach § 13h EnWG. Nach § 13e Absatz 5 EnWG findet ab 2018 in regelmäßigen Abständen eine Überprüfung der Kapazitätsreserve statt. Diese umfasst auch eine Evaluierung des gewählten Ausschreibungsverfahrens, einschließlich des Bepreisungsverfahrens. Die Ergebnisse der Überprüfungen sollen in einem Bericht veröffentlicht werden. Daher regelt Satz 2, dass das BMWi auf Grundlage der Überprüfungen nach § 13e Absatz 5 EnWG einen Bericht erstellt über die Wirksamkeit und Notwendigkeit der Kapazitätsreserve einschließlich der dafür entstehenden Kosten und es diesen jeweils bis zum 31. Dezember 2018 und dann mindestens alle zwei Jahre als Teil der Berichte nach Satz 1 veröffentlicht. Die Berichtspflicht ist von dem Reserve-Monitoring der BNetzA zu unterscheiden, das sich insbesondere auf die Dimensionierung der Kapazitätsreserve bezieht. Durch Absatz 2a wird daher die bisherige Berichtspflicht des BMWi ausgeweitet. Die Regelung tritt bereits am Tag nach der Verkündung des Gesetzes in Kraft. Der Bericht über die Kapazitätsreserve wird jedoch erstmalig Ende 2018 erstellt, weil erst zu diesem Zeitpunkt erste Erfahrungen mit der Reserve vorliegen. Wegen des engen Zusammenhangs mit den Maßnahmen der Netzreserve wird dazu ein gemeinsamer Bericht erstellt.

Der neue Satz 3 regelt eine Evaluierungspflicht des BMWi. Danach evaluiert dieses in dem Bericht, der zum 31. Dezember 2022 zu veröffentlichen ist, ob eine Fortgeltung der Regelungen nach Satz 1 und der Netzreserveverordnung über den 31. Dezember 2023 hinaus zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems weiterhin notwendig ist. Sollte sich aus dieser Überprüfung ergeben, dass eine Fortgeltung der Regelungen nicht mehr notwendig ist, erfolgt die Aufhebung der Regelungen in einem separaten Gesetzgebungsprozess.

Zu Buchstabe c

Die Konkretisierung der Bezugnahme in § 63 Absatz 3 EnWG auf § 48 Absatz 3 GWB in Verbindung mit § 53 Absatz 3 Satz 1 GWB ersetzt die bisherige allgemeine Bezugnahme auf § 53 Absatz 3 GWB. Dies ist eine Folgeänderung aufgrund von Artikel 2 dieses Gesetzes. In Artikel 2 dieses Gesetzes wird die Möglichkeit aufgenommen, den Bericht des BKartA über seine Monitoringergebnisse zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie separat zu dem Bericht nach § 63 Absatz 3 Satz 1 EnWG über das Ergebnis seiner Monitoring-Tätigkeit zu veröffentlichen. Die Änderung von Absatz 3 stellt klar, dass wie bislang in den Bericht der BNetzA über ihre Tätigkeit auch der Bericht über das Ergebnis der Monitoring-Tätigkeit des BKartA aufzunehmen ist. Der gegebenenfalls separat veröffentlichte Bericht des BKartA über seine Monitoringergebnisse zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie muss dagegen nicht in den Bericht der BNetzA aufgenommen werden.

Zu Buchstabe d

Die Einfügung eines neuen Absatzes 3a in § 63 EnWG steht im Zusammenhang mit den Regelungen in § 12 Absatz 5 Satz 1 Nummer 4 EnWG zur Mindesterzeugung. Danach müssen die Netzbetreiber der Regulierungsbehörde jeweils auf Anforderung in einer von ihr zu bestimmenden Frist und Form für die Zwecke des Berichts nach § 63 Absatz 3a EnWG Informationen und Analysen zu der Mindesterzeugung und ihrer Entwicklung insbesondere aus thermisch betriebenen Erzeugungsanlagen und aus Anlagen zur Speicherung von Elektrizität übermitteln. Insoweit wird auf die Begründung zu Artikel 1 Nummer 6 Buchstabe c verwiesen.

Die nach § 12 Absatz 5 Satz 1 Nummer 4 EnWG übermittelten Informationen und Analysen soll die Regulierungsbehörde zur Erstellung eines Berichtes über die Mindesterzeugung nutzen. Die Mindesterzeugung soll kontinuierlich evaluiert und die Ergebnisse der Evaluierung sollen in einem Bericht veröffentlicht werden. In den Bericht über die Mindesterzeugung sollen auch die Faktoren aufgenommen werden, die die Mindesterzeugung in den letzten zwei Jahren maßgeblich beeinflusst haben sowie eine Darstellung des Umfangs, in dem die Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch diese Mindesterzeugung beeinflusst worden ist. Zu solchen Faktoren, die zu berücksichtigen sind, können z. B. die Regelleistung, die Blindleistung, die Kurzschlussleistung, die Fähigkeit zur Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung (Redispatchfähigkeit von Anlagen) sowie die Wärmebereitstellung gehören. Zudem sollen in dem Bericht exemplarisch relevante Netzsituationen – insbesondere solche, die mit Blick auf die Integration erneuerbarer Energien kritisch sind – auf Basis der verfügbaren Informationen ausgewertet werden. In den Bericht ebenfalls aufzunehmen ist eine Betrachtung der zukünftigen Entwicklung der Mindesterzeugung. Die Regulierungsbehörde soll in dem Bericht aus den gewonnenen Erkenntnissen Empfehlungen ableiten, wie die Erbringung von Systemdienstleistungen sinnvoll und effizient im Rahmen der laufenden Prozesse weiterentwickelt und transparent gemacht werden kann.

Der Bericht ist alle zwei Jahre zu veröffentlichen, erstmals zum 31. März 2017. Dieser erste Bericht soll sich angesichts teilweise unvollständiger Informationen und Analysen der Netzbetreiber lediglich auf das Kalenderjahr 2015 beziehen, weil die zugrunde liegenden Daten der Netzbetreiber nur für das Kalenderjahr 2015 vorliegen. Die Netzbetreiber sollen die Informationen und Analysen der Regulierungsbehörde rechtzeitig zuliefern. In den Folgejahren soll der Bericht jeweils zum 30. November eines Jahres, erstmalig zum 30. November 2019, erstellt werden. Der Bericht soll im Jahr 2019 die Kalenderjahre 2016 bis 2018 abdecken. In den Folgejahren soll der Bericht dann jeweils die vorangegangenen zwei Jahre umfassen. Der Bericht soll in allgemein verständlicher Sprache gefasst sein. Dadurch wird auch ein Beitrag zur Erhöhung der Transparenz geleistet.

Zu Nummer 23 (§ 68a EnWG)

Es handelt sich um eine Folgeänderung, bedingt durch die Änderungen in § 56 EnWG.

Zu Nummer 24 (§ 73 EnWG)

In § 73 Absatz 1a EnWG wird das Wort „Bundesnetzagentur“ in den Sätzen 1 bis 3 sowie in Satz 5 durch das Wort „Regulierungsbehörde“ ersetzt. Die Änderung dient der Verfahrensvereinfachung für die Regulierungsbehörden der Länder. Sie haben damit die Möglichkeit, die Zustellung von gegenüber einer Mehrzahl von Adressaten zu erlassenden regulierungsbehördlichen Entscheidungen im Wege der öffentlichen Bekanntmachung vorzunehmen. Dadurch können auch die Landesregulierungsbehörden standardisierte Entscheidungen, die sich an eine Mehrzahl von Adressaten richten, durch öffentliche Bekanntmachung an Stelle einer postalischen Zustellung zustellen. Dadurch wird unnötiger Verwaltungsaufwand vermieden. Bei der Ergänzung des Wortes „und“ in Satz 2 handelt es sich um eine redaktionelle Klarstellung.

Zu Nummer 25 (§ 91 EnWG)**Zu Buchstabe a****Zu Doppelbuchstabe aa**

In § 56 EnWG wird der BNetzA die Aufgabe übertragen, verschiedene europäische Rechtsakte zu vollziehen, in denen den nationalen Regulierungsbehörden unmittelbar Aufgaben zugewiesen werden. Bisher ist die Gebührenpflicht für entsprechende Amtshandlungen in § 91 Absatz 1 EnWG unter verschiedenen Nummern des Absatzes 1 geregelt. So wurde am Ende der Nummer 4 eine Gebührenpflicht für Amtshandlungen nach Artikel 17 der Verordnung (EG) 714/2009 bestimmt. Die Gebührenpflicht für die weiteren Amtshandlungen aus der Verordnung (EG) 714/2009 ergab sich bisher aus § 91 Absatz 1 Nummer 7 EnWG. Die Nummer 7 bestimmte daneben auch die Gebührenpflicht für Amtshandlungen aus zwei weiteren europäischen Verordnungen ((EG) 715/2009 und (EU) 994/2010).

Amtshandlungen nach der Verordnung (EU) 1227/2011, deren Vollzug der BNetzA nach § 56 EnWG übertragen ist, sind hingegen von § 91 EnWG noch nicht als gebührenpflichtig erfasst.

Um ein einheitliches System bei der Festlegung von Gebührenpflichten zu ermöglichen und zu gewährleisten, dass Amtshandlungen für neue Verordnungen immer mit erfasst werden, wird in Nummer 7 künftig für die Gebührenpflicht der Amtshandlungen allgemein auf § 56 EnWG verwiesen. Dadurch können nach Nummer 7 künftig Gebühren für Amtshandlungen nach Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 nach Nummer 7 erhoben werden und die Gebührenpflicht am Ende der Nummer 4 kann gestrichen werden.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Regulierungsbehörde kann nach § 73 Absatz 1a EnWG Festlegungen, die eine Gruppe von Adressaten betreffen, den Adressaten durch öffentliche Bekanntmachung im Amtsblatt und auf der Internetseite zustellen. Diese Festlegungen können eine Gruppe von Netzbetreibern, alle Netzbetreiber oder Netzbetreiber und weitere Verpflichtete als Adressaten haben. Dabei sind die einzelnen Adressaten – hier insbesondere die Gruppe der weiteren Verpflichteten – für die Behörde nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand bestimmbar, da diese zum Teil keine Meldepflicht bei der Regulierungsbehörde trifft. Es ist somit auch nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand ermittelbar, welche konkreten Gebührenschuldner zur Gebührenerhebung herangezogen werden können. Daher ist es erforderlich, die Festlegungen in den Sammelverfahren, die nach

den besonderen Regelungen des § 73 Absatz 1a EnWG zugestellt werden können, von der Gebührenerhebung nach Satz 1 im Regelfall auszunehmen.

Bei Entscheidungen, die zu einem überwiegenden Anteil einen abgrenzbaren Adressatenkreis betreffen, weil sie gegen diesen Adressatenkreis gerichtet sind, auf dessen Veranlassung oder in dessen Interesse ergangen sind, sollte es der Regulierungsbehörde nach Satz 2 dennoch möglich sein, Gebühren und Auslagen von diesen Adressaten zu erheben. In diesen Fällen stellt die Regulierungsbehörde die Entscheidung oder einen schriftlichen Hinweis auf die förmliche Bekanntmachung einem oder mehreren Adressaten förmlich zu. Die Regelung steht in engem Zusammenhang mit der Aufnahme einer neuen Nummer 4 in Absatz 6.

Zu Buchstabe b

Aus Gründen der Klarstellung wird in § 91 Absatz 6 EnWG eine neue Nummer 4 aufgenommen. Danach ist in den Fällen des Absatzes 1 Satz 4 derjenige Kostenschuldner, dem die Regulierungsbehörde die Entscheidung oder einen schriftlichen Hinweis auf die öffentliche Bekanntmachung förmlich zugestellt hat. Die Regelung ist im Zusammenhang mit den Ergänzungen des § 91 Absatz 1 EnWG zu sehen. Insofern wird auf die Ausführungen unter Artikel 1 Nummer 25 Buchstabe a verwiesen.

Zu Nummer 26 (§ 95 EnWG)

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine Folgeänderung bedingt durch die Neufassung der §§ 13ff. EnWG.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine Folgeänderung bedingt durch die Neufassung der §§ 13ff. EnWG.

Zu Doppelbuchstabe cc

Die Einfügung der Nummern 3g bis 3i ergänzt die bestehenden Ordnungswidrigkeitentatbestände in Fällen, in denen entweder entgegen des Vermarktungsverbot nach § 13e Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 EnWG Erzeugungsleistung oder Erzeugungsarbeit aus einer Anlage auf den Strommärkten veräußert wird (Nummer 3g) oder entgegen des Rückkehrverbotes nach § 13e Absatz 4 Satz 1 Nummer 2 EnWG eine Anlage nicht endgültig stillgelegt wird bzw. entgegen § 13g Absatz 1 Satz 1 EnWG eine stillzulegende Anlage nicht vorläufig oder entgegen § 13g Absatz 1 Satz 3 EnWG eine stillzulegende Anlage nicht endgültig stillgelegt wird (Nummer 3h) oder in denen entgegen § 13g Absatz 4 Satz 1 in einer stillzulegenden Anlage außerhalb eines Einsatzes nach § 13g Absatz 2 Satz 1 EnWG oder eines mit dem zuständigen Betreiber eines Übertragungsnetzes abgestimmten Probestarts Strom erzeugt wird (Nummer 3i). Damit soll verhindert werden, dass Anlagenbetreiber gegen die Verbote verstoßen und der Wettbewerb auf dem Strommarkt verzerrt wird.

Zu Doppelbuchstabe dd

Die Verordnungsermächtigung zum Marktstammdatenregister nach § 111f EnWG wird in den Bußgeldkatalog des § 95 Absatz 1 EnWG aufgenommen. Hiermit kann der Ordnungsgeber Tatbestände im Zusammenhang mit Verstößen gegen Melde- und Registerpflichten festlegen, die von der BNetzA mit einem Bußgeld geahndet werden können.

Bei den eingefügten Buchstaben d und e handelt es sich um eine zielgerichtete Aufteilung im Hinblick auf die unterschiedliche Höhe der Sanktionen.

Zu Buchstabe b

§ 95 Absatz 1a Nummer 2 EnWG wird neu gefasst. Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung, bedingt durch die Änderungen in § 12 Absatz 5 EnWG.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um Folgeänderungen zu der Aufnahme von Ordnungswidrigkeiten nach § 95 Absatz 1 Nummer 3g und 3h sowie 3i EnWG. Diese werden im Absatz 2 ergänzt, um Verzerrungen auf dem Strommarkt zu vermeiden. Für Zuwiderhandlungen gegen die Rechtsverordnung nach § 111f EnWG wird die Höhe der Geldbuße nach § 95 Absatz 2 Satz 1 EnWG auf ein bei datenrechtlichen Verstößen übliches Maß in Höhe von 50 000 Euro festgelegt.

Zu Nummer 27 (§ 95b EnWG)

Die Strafvorschrift des § 95b EnWG wird neu gefasst und um eine Regelung ergänzt. Künftig wird die widerrechtliche Nutzung oder Offenlegung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen entgegen § 12 Absatz 5 Satz 1 Nummer 1 EnWG strafbewehrt. Danach macht sich auch strafbar, wer entgegen § 12 Absatz 5 Satz 1 Nummer 1 EnWG nicht sicherstellt, dass ein Betriebs- und Geschäftsgeheimnis ausschließlich in der dort genannten Weise genutzt wird (Nummer 1). Hintergrund der Regelung ist, dass durch die Änderungen im Rahmen von § 12 EnWG der Kreis der zur Übermittlung von Informationen Verpflichteten erweitert wird, Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse jedoch weiterhin geschützt werden müssen. Durch die Strafbewehrung kann der ordnungsgemäße Umgang mit sensiblen Daten der Verpflichteten sichergestellt werden. Entsprechend der Regelung im § 203 des Strafgesetzbuches wird jede unzulässige Nutzung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen mit einer Freiheitsstrafe von bis zu einem Jahr oder mit Geldstrafe sanktioniert.

Die bisherige Regelung, wonach auch strafbar ist, wer eine in § 95 Absatz 1b oder Absatz 1c Nummer 2 oder Nummer 6 EnWG bezeichnete vorsätzliche Handlung beharrlich wiederholt, bleibt unverändert enthalten. Die Regelung wird lediglich enumerativ unter Nummer 2 aufgelistet.

Zu Nummer 28 (§§ 111d bis 111f EnWG)

Zu § 111d

Die Steigerung der Transparenz am Strommarkt ist eine zentrale Maßnahme des Weißbuchs „Ein Strommarkt für die Energiewende“. Transparente und aktuelle Strommarktdaten stellen eine wichtige Informationsbasis für Bürger, Fachöffentlichkeit, politische Entscheidungsträger und die Wissenschaft dar. Ein breiter Zugang zu Informationen trägt zu einer sachlichen Diskussion über die Energiewende bei und kann die gesellschaftliche Akzeptanz für die Energiewende erhöhen. Bereits heute werden Informationen insbesondere zu Erzeugung und Verbrauch veröffentlicht. Diese Daten sind aber zum Teil unvollständig und regelmäßig nicht in aktueller Form oder nicht in deutscher Sprache verfügbar. Dies soll durch den neu eingefügten § 111d EnWG geändert werden. Zugleich ist zu berücksichtigen, dass unter wettbewerblichen Gesichtspunkten ein gewisses Maß an Geheimwettbewerb notwendig ist, um ein wettbewerbskonformes Marktergebnis zu erzielen.

Zu Absatz 1

Um künftig eine umfassende Datenverfügbarkeit zu gewährleisten, sieht Satz 1 ab dem 1. Juli 2017 die Einrichtung einer nationalen Informationsplattform bei der BNetzA vor. Zweck ist es, der Öffentlichkeit rechtzeitig umfassende Informationen insbesondere zu Stromerzeugung, Last, der Menge der Ex- und Importe von Elektrizität, Verfügbarkeit von Netzen und Energieerzeugungsanlagen sowie zu Kapazitäten und der Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen sowie mittelfristig auch weitere verfügbare Strommarktdaten zur Verfügung stellen. Zu diesem Zweck sind von der BNetzA nach Satz 2 zumindest die Daten, die bereits aufgrund der europäischen Transparenzverordnung von ENTSO-Strom auf europäischer Ebene auf einer zentralen Informationstransparenzplattform veröffentlicht werden, auf einer nationalen Internetplattform in einer für die Gebotszone der Bundesrepublik Deutschland aggregierten Form zur Verfügung zu stellen. Österreich ist Teil der Gebotszone Deutschland und Österreich.

Nach der europäischen Transparenzverordnung sind die danach zu veröffentlichenden Daten entweder von den Betreibern der Übertragungsnetze (Satz 2 Nummer 1) oder unmittelbar von den Primäreigentümern über einen Dritten (Satz 2 Nummer 2) an ENTSO-Strom zur Veröffentlichung zu übermitteln. Die BNetzA kann somit auf bereits veröffentlichte Daten des ENTSO-Strom zurückgreifen. Durch diese Regelung werden der administrative Aufwand und die Kosten für die BNetzA sowie für die Betreiber der Übertragungsnetze soweit möglich reduziert.

Nach Satz 3 kann die BNetzA über die Daten nach Absatz 1 Satz 2 hinaus zusätzliche ihr vorliegende Daten veröffentlichen, um die Transparenz im Strommarkt zu erhöhen. Dies dient dazu, den Zweck nach Absatz 1, eine umfassende Datenverfügbarkeit zu gewährleisten, zu erreichen.

Zu Absatz 2

Satz 1 regelt ein unmittelbares, aber subsidiäres Datenzugriffsrecht der BNetzA. Danach kann die BNetzA die zu veröffentlichenden Daten auch direkt von den Betreibern der Übertragungsnetze sowie den Primäreigentümern im Sinne von Absatz 1 Satz 2 verlangen. Satz 2 legt fest, dass die Betreiber der Übertragungsnetze sowie die Primäreigentümer auf Verlangen der BNetzA dieser die Daten nach Absatz 1 Satz 2 über eine zum automatisierten Datenaustausch eingerichtete Schnittstelle innerhalb der von der BNetzA jeweils gesetzten angemessenen Frist zur Verfügung stellen und einen automatisierten Datenaustausch ermöglichen müssen.

Satz 3 stellt klar, dass die Betreiber der Übertragungsnetze vertrauliche Informationen über den Schutz kritischer Infrastrukturen entsprechend den Vorgaben der Transparenzverordnung nicht veröffentlichen müssen. Satz 4 dient dem Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen. Sofern die BNetzA unmittelbar nach Satz 1 die Daten von den Verpflichteten übermittelt bekommt, ist sicherzustellen, dass darin enthaltene Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse geschützt werden.

Nach Satz 5 darf die BNetzA Daten, die geeignet sind, die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems oder die Sicherheit und Ordnung zu gefährden oder die europäische kritische Anlagen betreffen, nur im Einvernehmen mit den Betreibern der Übertragungsnetze veröffentlichen; der zweite Halbsatz regelt, dass Absatz 4 Satz 1 hiervon unberührt bleibt. Daten, die sich auf die vorstehenden Anlagen beziehen, dürfen nur in aggregierter Form veröffentlicht werden.

Zu Absatz 3

Absatz 3 enthält Regelungen zu Zeitpunkt, Form und Abrufbarkeit der Daten.

Nach Satz 1 soll die BNetzA die nach der Transparenzverordnung zu veröffentlichenden Daten grundsätzlich in einer für die Gebotszone der Bundesrepublik Deutschland aggregierten Form und in deutscher Sprache veröffentlichen. Dadurch soll sichergestellt werden, dass sämtliche Nutzer die Strommarktdaten verwenden können. Satz 1 regelt auch den Zeitpunkt der Veröffentlichung. Im Regelfall muss die BNetzA diese zu den in der Transparenzverordnung festgelegten Zeitpunkten veröffentlichen, soweit dies technisch möglich ist.

Satz 2 behandelt die Art der Veröffentlichung. Danach sollen die Daten aufbauend auf der nach der Transparenzverordnung vorgesehenen Form in einer für die Öffentlichkeit verständlichen Form veröffentlicht werden. Dadurch wird sichergestellt, dass Dateninkonsistenzen oder unterschiedliche Veröffentlichungsformen möglichst vermieden werden. Die Daten sollen zudem in graphischer Hinsicht so aufbereitet werden, dass die Nutzer besser in die Lage versetzt werden, die Daten des Strommarktes und die Wirkzusammenhänge des Strommarkts – bestehend insbesondere aus Erzeugung, Last, Ex- und Importen von Elektrizität, der Verfügbarkeit von Kapazitäten, Netzen und Energieerzeugungsanlagen sowie grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen – ohne zusätzliche Informationen nachzuvollziehen. Satz 3 ermöglicht die freie Nutzbarkeit der Daten. Diese müssen für jedermann frei zugänglich sein und sollen gespeichert werden können. Dadurch soll vermieden werden, dass für die Nutzung der Daten ein Entgelt verlangt wird, welches die freie Zugänglichkeit der Daten für potenzielle Nutzer einschränken könnte. Zugleich wird ausdrücklich geregelt, dass die Daten auch speicherbar sein müssen, die Strommarktdaten von den Nutzern der Plattform somit auch vollumfänglich verwendet werden können.

Zu Absatz 4

Absatz 4 enthält Festlegungskompetenzen der BNetzA zur näheren Ausgestaltung der Informationsplattform. Der Halbsatz stellt klar, dass die Daten nach Nummer 1 und 3 nur dann zu übermitteln sind, wenn diese für den Zweck der nationalen Informationsplattform nach Absatz 1 Satz 1 erforderlich sind und soweit diese bei den Betreibern der Elektrizitätsversorgungsnetze vorliegen. Mit dieser Einschränkung sollen zusätzliche Datenerhebungen und damit verbundene weitere Bürokratiekosten vermieden werden. Satz 1 ermächtigt die BNetzA, nach § 29 Absatz 1 EnWG Festlegungen zu treffen insbesondere zu der Übermittlung von Daten und zu der Form der Übermittlung durch die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen (Nummer 1), zu den Zeitpunkten der Übermittlung der Daten, wobei die BNetzA die in der Transparenzverordnung festgelegten Zeitpunkte berücksichtigen soll (Nummer 2), sowie zu der Übermittlung von Daten zu Erzeugungseinheiten mit einer installierten Erzeugungskapazität zwischen zehn und 100 Megawatt (Nummer 3). Die Bezugnahme auf die Transparenzverordnung in Nummer 2 resultiert daraus, dass in der Transparenzverordnung spezifische Zeitpunkte genannt sind, zu denen einzelne Daten zu veröffentlichen sind. Die BNetzA soll sich bei der Festlegung der Zeitpunkte an den Regelungen orientieren und kann nur in begründeten Fällen hiervon abweichen.

Zu § 111e

In § 111e EnWG werden die wesentlichen Regelungen über das bei der BNetzA einzuführende und von dieser zu betreibende Marktstammdatenregister getroffen. Dies umfasst die Bestimmung der Zwecke des Registers, den Mindestumfang der zu erhebenden Daten, grundlegende Vorgaben zur Einrichtung und zum Betrieb des Registers und zu seiner Nutzung durch Behörden. Einzelheiten sind in der Rechtsverordnung auf Grund von § 111f EnWG zu regeln.

Das Marktstammdatenregister wird voraussichtlich Anfang 2017 seinen Betrieb aufnehmen und unter anderem die Aufgaben des seit August 2014 existierenden EEG-Anlagenregisters vollständig übernehmen. Zugleich sollen Überschneidungen oder Doppelungen mit bestehenden Meldepflichten an die Markttransparenzstelle nach den §§ 47e und 47g GWB soweit möglich mittelfristig vermieden werden.

Absatz 1

Absatz 1 definiert das Marktstammdatenregister als ein elektronisches Verzeichnis mit energiewirtschaftlichen Daten, das von der BNetzA errichtet und betrieben wird. Welche Daten erhoben werden, regeln Absatz 2 und die Rechtsverordnung nach § 111f EnWG. Grundsätzlich soll es sich dabei ausschließlich um Stammdaten handeln, d.h. solche Daten, die, wie z. B. der Name eines Marktakteurs, die Zuordnung von Anlagen zu Netzen, die Anlagengröße und –leistung und Angaben zur Fernsteuerbarkeit, weitgehend konstant bleiben. Hingegen sollen Daten, die mit der energiewirtschaftlichen Aktivität eines Marktakteurs oder den Vorgängen innerhalb von Anlagen verbunden und daher steten Änderungen unterworfen sind (z. B. Lastflussdaten), nicht im Marktstammdatenregister verwaltet werden.

Nummer 1 bis 3 beschreiben die Zwecke des Marktstammdatenregisters und geben so den Rahmen für die konkretisierenden Bestimmungen einer Rechtsverordnung nach § 111f EnWG vor.

Nach Nummer 1 soll die Verfügbarkeit und Qualität der Stammdaten zur Unterstützung des Zwecks und der Ziele nach § 1 EnWG für die im Energieversorgungssystem handelnden Personen sowie für die zuständigen Behörden zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben verbessert werden. Das Prinzip einer zentralen Erfassung der relevanten Daten in einem bundesweiten Register mit individuellen Zugriffsrechten für betroffene Personen und Behörden schafft die notwendige Grundlage hierfür. Sie führt zu einer konsistenten Erhebung und Pflege energiewirtschaftlicher Stammdaten, ein Ziel, das im Zusammenhang mit der Schaffung des EEG-Anlagenregisters 2014 von weiten Teilen der Energiebranche gefordert wurde. In der Rechtsverordnung nach § 111f EnWG, gegebenenfalls ergänzt durch Festlegungskompetenzen der BNetzA, ist im Einzelnen zu definieren, welche Daten zur Erreichung des Zwecks nach Nummer 1 bereitgestellt werden müssen.

Nummer 2 schließt sich an Nummer 1 an und sieht vor, dass durch das Marktstammdatenregister ein substantieller Beitrag zur Reduzierung des Bürokratieaufwands der im Energieversorgungssystem handelnden Personen geleistet wird. Näheres hierzu ist in Absatz 4 sowie als Grundlage für die Rechtsverordnung zum Marktstammdatenregister in § 111f Nummer 8 Buchstabe c EnWG geregelt.

Schließlich gibt Nummer 3 vor, dass Aufbau und Betrieb des Marktstammdatenregisters auch dazu dienen, die mit der Energiewende einhergehende Transformation des Energieversorgungssystems gegenüber der Öffentlichkeit transparent darzustellen. In Umsetzung des § 11 des Gesetzes über den Zugang zu digitalen Geodaten umfasst dies z. B. die Zurverfügungstellung geeigneter kartographischer Darstellungen der in Deutschland vorhandenen Stromerzeugungsanlagen. Neben einer Vielzahl weiterer Veröffentlichungen sind etwa auch Veröffentlichungen über Kraftwerksstilllegungen möglich. Im Ergebnis soll so eine Informationsbasis für alle Akteure entstehen, die in energiepolitischen Prozessen auf verschiedenen Ebenen beteiligt sind oder diese begleiten. Damit wird nicht zuletzt auch die sachliche Diskussion um die Energiewende und die zu ihrer Umsetzung notwendigen Maßnahmen unterstützt. Nummer 3 setzt das Marktstammdatenregister in den Kontext des § 10 des Umweltinformationsgesetzes (UIG), welcher den Staat zur aktiven und systematischen Unterrichtung der Öffentlichkeit über die Umwelt verpflichtet. Umweltinformationen sind nach § 2 Absatz 3 Nummer 2 UIG auch Daten über den Energiesektor. Mit der Veröffentlichung bzw. transparenten Darstellung solcher Daten durch das Marktstammdatenregister wird eine effiziente, den Verwaltungsaufwand reduzierende Umsetzung des § 10 UIG erreicht, denn in dem Umfang, den das Marktstammdatenregister abdeckt, können staatliche Stellen auf kommunaler, Landes- und Bundesebene von eigenen Veröffentlichungen absehen.

Absatz 2

Absatz 2 konkretisiert die im Marktstammdatenregister abzubildenden Daten, indem zum einen vorgegeben wird, dass es sich um Daten der Unternehmen und der Anlagen der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft handelt, zum anderen durch Vorgabe der mindestens zu erfassenden Energieanlagen und Personen. Nummer 1 regelt, welche Anlagen und Personen aus dem Elektrizitätsbereich betroffen sind, Nummer 2 regelt dies für den Gasbereich. Unter Nummer 1 Buchstabe a fallen insbesondere Erneuerbare-Energien-Anlagen, die derzeit noch auf der Grundlage der Anlagenregisterverordnung im EEG-Anlagenregister der BNetzA erfasst werden.

Mit der Vorgabe, dass neben Energieanlagen auch die wesentlichen im Energiemarkt aktiven Akteure (wie z. B. Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber) Teil des Registers werden, wird der Anspruch unterstrichen, ein Instrument für den Energiemarkt zu schaffen, von dem nicht allein staatliche Stellen profitieren.

Absatz 3

Nach Absatz 3 muss die BNetzA als registerführende Behörde bei der Errichtung und bei dem Betrieb der nationalen Informationsplattform europarechtliche und nationale Regelungen hinsichtlich der Vertraulichkeit, des Datenschutzes und der Datensicherheit beachten. Darüber hinaus muss sie die erforderlichen technischen und organisatorischen Maßnahmen zur Sicherstellung von Datenschutz und Datensicherheit unter Beachtung von § 9 des Bundesdatenschutzgesetzes, der Anlage zu § 9 Satz 1 des Bundesdatenschutzgesetzes sowie unter Berücksichtigung der einschlägigen Standards und Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik ergreifen.

Absatz 4

Nach Absatz 4 muss die BNetzA Behörden den Zugang zum Marktstammdatenregister eröffnen, soweit diese die darin gespeicherten Daten zur Erfüllung ihrer jeweiligen Aufgaben benötigen, insbesondere dem BMWi und den Behörden, die Aufgaben im Geschäftsbereich des BMWi erfüllen. Näheres zur Umsetzung, insbesondere zum Kreis der zugangsberechtigten Behörden ist in der Rechtsverordnung nach § 111f Nummer 8 Buchstabe c EnWG zu regeln.

Die Bestimmung dient dem Zweck, den Aufwand für die im Energiemarkt tätigen Unternehmen bei der Erfüllung energiewirtschaftlicher Meldepflichten zu verringern. Hierzu soll das Marktstammdatenregister zu einem „One stop shop“ für energiewirtschaftliche Stammdaten werden, die von mehreren staatlichen Stellen benötigt und damit im derzeitigen System im Zweifel auch mehrfach beim Dateninhaber in jeweils eigenständigen Meldeverfahren erhoben werden. Für den Dateninhaber bedeutet dies, dass er künftig nicht mehr mit einer Vielzahl einzelner redundanter Stammdatenmeldungen konfrontiert werden soll, wenn er seine Angaben im Marktstammdatenregister eingetragen hat und er diese auch aktuell hält. Satz 2 setzt diesen Anspruch für den energierechtlichen Bereich um, Berichtspflichten aus anderen Rechtsbereichen (z. B. Umweltrecht, Emissionshandel) bleiben hiervon unberührt. Behörden, die für die Überwachung und den Vollzug energierechtlicher Bestimmungen zuständig sind oder energiewirtschaftliche Daten im Rahmen der Energiestatistik benötigen, sollen die Daten nicht erneut erheben. Voraussetzung hierfür ist zum einen, dass die organisatorischen und technischen Voraussetzungen für den Zugriff der Behörden auf das Marktstammdatenregister gewährleistet sind und nicht ausnahmsweise zur Umsetzung europäischen Rechts eine eigenständige Datenerhebung erforderlich ist (Nummer 1 und 2). Zum anderen greift die Bestimmung nur, wenn die jeweils von der Behörde benötigten Daten nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 111f EnWG vollständig und richtig an das Marktstammdatenregister übermittelt worden sind. Folglich kann die für den Vollzug der jeweiligen Bestimmung zuständige Behörde nach wie vor auf eigene Datenerhebungsbefugnisse nach dem jeweiligen Fachrecht zu-

rückzugreifen, wenn sie feststellt, dass die benötigten Daten nicht vollständig oder nicht richtig im Marktstammdatenregister erfasst sind. Dies ist für einen funktionierenden Vollzug des Energierechts erforderlich und auch unter dem Gesichtspunkt des Bürokratieabbaus angemessen. Denn diesbezüglich sind die Datenverantwortlichen nur schutzbedürftig, soweit sie auch tatsächlich richtige und vollständige Daten an das Marktstammdatenregister übermitteln.

Dem Satz 2 liegt eine funktionale Betrachtung zugrunde. Erfüllt z. B. eine Behörde neben dem Vollzug energierechtlicher Bestimmungen auch Aufgaben im Immissionsschutzrecht, adressiert Satz 2 die Organisationseinheiten, die energierechtliche Bestimmungen vollziehen. Die übrigen Einheiten können nach Satz 1 Zugang zum Marktstammdatenregister erhalten. Eine Vorgabe hinsichtlich eigener Datenerhebungen ist damit aber nicht verbunden.

Zur näheren Umsetzung des Absatzes 4 enthält § 111f Nummer 8 Buchstabe c EnWG eine entsprechende Verordnungsermächtigung. Durch die rechtliche Ausgestaltung sowie im Rahmen der Nutzung des Marktstammdatenregisters ist im Zusammenwirken der BNetzA als Betreiberin des Register mit den Behörden als Nutzer darauf zu achten, dass negative Auswirkungen auf die Aufgabenerfüllung der Behörden vermieden werden.

Absatz 5

Absatz 5 bestimmt, dass die BNetzA die ihr im Rahmen der Absätze 1 bis 4 und der Rechtsverordnung nach § 111f EnWG zugewiesenen Aufgaben und Befugnisse ausschließlich im öffentlichen Interesse wahrnimmt.

Das Marktstammdatenregister soll durch Plausibilisierungen, Prüfroutinen und Nachprüfungen im Einzelfall insgesamt eine hohe Datenqualität erreichen. Eine hohe Datenqualität ist Voraussetzung für das Vertrauen der Nutzer in das Marktstammdatenregister und für den Verzicht eigener Datenerhebungen durch Behörden beim Betroffenen.

Ist somit die Gewährleistung einer hohen Datenqualität Funktionsbedingung des Registers, können Fehler im Einzelfall gleichwohl nie ausgeschlossen werden. Die Verpflichtung, im Rahmen der Rechtsverordnung nach § 111f EnWG auf die Korrektur solcher Fehler hinzuwirken, hat die BNetzA nach Absatz 5 ausschließlich im öffentlichen Interesse wahrzunehmen. Individuelle Ansprüche von Nutzern des Registers sind diesbezüglich ausgeschlossen.

Absatz 6

Satz 1 enthält eine Rechtsgrundlage für die BNetzA, bei den Netzbetreibern bereits vor Inkrafttreten der Marktstammdatenregisterverordnung bestimmte Daten anzufordern, um diese im Marktstammdatenregister zu speichern, sobald es den Betrieb aufgenommen hat. Die Übermittlungspflicht ist beschränkt auf solche Daten nach dem Mindestkatalog des § 111f Nummer 6 EnWG, die dem jeweiligen Netzbetreiber tatsächlich vorliegen. Die Regelung im Vorfeld der Marktstammdatenregisterverordnung ist erforderlich, um bereits parallel mit dem Aufbau des Registers eine umfassende Datengrundlage über den Anlagenbestand aufbauen und diese mit Start des Registers 2017 tatsächlich bereitstellen zu können. Nach Maßgabe der Verordnung können dann die Anlagenbetreiber die Richtigkeit der Daten prüfen und die Datenverantwortung übernehmen. Auf diese Weise wird die Wirtschaft entlastet, da eine vollständige Neueingabe vorhandener Daten über Bestandsanlagen entfällt. Es verbleiben nur die Kontrollpflichten im Rahmen der Übernahme der Datenverantwortung.

Satz 2 stellt zum einen sicher, dass die Daten einheitlich zur Verfügung gestellt werden, so dass sie effektiv von der BNetzA verarbeitet werden können; zum anderen werden die Daten hinreichend vor unbefugtem Zugriff geschützt.

Sobald die Verordnung in Kraft getreten ist, richten sich etwaige Mitwirkungspflichten der Netzbetreiber für die Befüllung des Marktstammdatenregisters nach den dort getroffenen Regelungen. Die Befugnis des Absatzes 6 ist insoweit zeitlich beschränkt auf den Zeitraum vor dem Inkrafttreten.

Zu § 111f

Unter Berücksichtigung der in § 111e EnWG getroffenen wesentlichen Regelungen zum Marktstammdatenregister schafft § 111f EnWG die zur rechtlichen Umsetzung erforderliche Verordnungsermächtigung für das BMWi. Hierzu greift die Bestimmung die Ermächtigung in § 53b EnWG a.F. auf und entwickelt sie fort, soweit dies zur Erreichung der Zwecke nach § 111e Absatz 1 EnWG erforderlich ist.

Nummer 1 ermächtigt zur Konkretisierung des in § 111e Absatz 2 EnWG zwingend vorgegebenen Adressatenkreises. In der Rechtsverordnung kann insbesondere bestimmt werden, in welchem Umfang die genannten Personen und Energieanlagen (im Sinne von § 3 Nummer 15 EnWG) registriert bzw. erfasst werden müssen. Dies ermöglicht auch die Regelung von Ausnahmeregelungen oder Bagatellgrenzen, wie sie derzeit z. B. in § 3 Absatz 1 Satz 3 der Anlagenregisterverordnung enthalten sind.

Nummer 2 ermächtigt den Ordnungsgeber zur Bestimmung weiterer registrierungspflichtiger Personen und zu erfassender Anlagen. Die Auflistung unter den Buchstaben a und b ist nicht abschließend. Soweit dies zur Erreichung der Zwecke des § 111e Absatz 1 EnWG erforderlich ist, können in den Anwendungsbereich also auch weitere Personen und Anlagen aus der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft einbezogen werden.

In Bezug auf die in Nummer 2 Buchstabe b Doppelbuchstabe cc genannten Ladepunkte für Elektromobile sind dagegen private Ladepunkte mit einer Ladeleistung von höchstens 3,7 Kilowatt, die in Privathaushalten installiert sind oder deren Hauptzweck nicht das Aufladen von Elektromobilen ist und die nicht öffentlich zugänglich sind, von den Pflichten der Rechtsverordnung ausgenommen.

Nummer 3 ermöglicht die Erfassung öffentlich-rechtlicher Zulassungen für Energieanlagen sowie die Registrierung ihrer Inhaber. Eine solche zeitlich im Vorfeld der Inbetriebnahme von Energieanlagen liegende Erfassung wird derzeit bereits vom EEG-Anlagenregister für Erneuerbare-Energien-Anlagen praktiziert und ermöglicht insbesondere bessere Prognosen über den Zubau solcher Anlagen.

Nummer 4 ermächtigt den Ordnungsgeber, die Registrierung von Behörden zu regeln, die energiewirtschaftliche Daten zur Erfüllung ihrer Aufgaben benötigen. Damit kann der unter dem Gesichtspunkt des Bürokratieabbaus zielführende Ansatz im Konzept der BNetzA umgesetzt werden, Behörden einschließlich der BNetzA selbst eine den übrigen Registerteilnehmern vergleichbare Rolle zuzuweisen. Dies schafft einen einfachen Zugang dieser Behörden zu den für sie relevanten Daten und beugt so der mehrfachen individuellen Erhebung gleicher Stammdaten bei den Betroffenen vor.

Nummer 5 ermächtigt dazu, eine freiwillige Registrierung von Personen vorzusehen, für die keine Registrierungspflicht nach Nummer 1 bis 3 besteht. In welchem Umfang dies z. B. für wissenschaftliche Institutionen ermöglicht werden sollte, hängt vom Umfang der nach Nummer 9 zu regelnden Veröffentlichungen ab.

Nummer 6 betrifft die Daten, die zu den betroffenen Einrichtungen und Personen übermittelt werden müssen, sowie die Regelung der übermittlungspflichtigen Person (Datenverantwortlicher). Dem Ordnungsgeber bleibt es somit überlassen zu regeln, wer z. B. Daten über Erzeugungsanlagen übermitteln muss. Typischerweise wird dies der Betreiber selbst sein. Denkbar ist aber v.a. im Bereich der nach dem EEG geförderten Anlagen, dass der zum Anschluss dieser Anlagen verpflichtete Netzbetreiber die ihm vorliegenden

Daten über die jeweilige Anlage übermittelt. Die Buchstaben a bis f schaffen zur näheren Konkretisierung der Ermächtigung einen Mindestkatalog übermittlungspflichtiger Daten (vgl. auch § 53b Nummer 2 Buchstabe a EnWG a.F. sowie die Begründung im Regierungsentwurf zum EEG 2014 [BR-Drucksache 157/14, S. 299]). Ermächtigt wird in Nummer 6 darüber hinaus zu Regelungen, die von einer Übermittlungspflicht absehen, wenn der BNetzA bereits die zu erfassenden Daten vorliegen. So soll vermieden werden, dass bereits im Zusammenhang mit anderen Datenaustauschprozessen oder Meldepflichten an die BNetzA übermittelte Daten zur Befüllung des Marktstammdatenregisters erneut übermittelt werden müssen.

Nach Nummer 7 können die für die Datenübermittlung anzuwendenden Fristen einschließlich Übergangsfristen sowie Anforderungen an die Art, die Formate und den Umfang der zu übermittelnden Daten geregelt werden. Dies umfasst insbesondere die Möglichkeit, die Erfüllung der Verpflichtungen aus der Verordnung zum Marktstammdatenregister ausschließlich unter Nutzung einer von der BNetzA zur Verfügung gestellten Web-Applikation zuzulassen. Buchstabe c ermächtigt zu Regelungen über das Verfahren zur Übernahme der Datenverantwortung durch den Dateninhaber, wenn nicht dieser selbst die Daten an das Marktstammdatenregister übermittelt, sondern zunächst die vorhandenen Daten der BNetzA genutzt werden (vgl. Nummer 6 zweiter Halbsatz).

Nummer 8 ermöglicht die Regelung differenzierter Nutzungskonzepte und -befugnisse, die insbesondere für einen ambitionierten Bürokratieabbau erforderlich sein können. Im Ergebnis sollen jene Personen und Institutionen auf solche Daten jeweils anderer zugreifen können, die sie entweder zur Erfüllung ihrer gesetzlichen Pflichten bzw. Aufgaben benötigen, für die sie ein berechtigtes Interesse nachweisen können oder zu denen der Dateninhaber freiwillig den Zugang eröffnet. So kann z. B. geregelt werden, dass der jeweilige Anschlussnetzbetreiber neben den technischen Eigenschaften der in seinem Netzgebiet gelegenen Anlage auch ohne Autorisierung durch den Anlagenbetreiber dessen Kontaktdaten einsehen kann, während dies für einen Direktvermarktungsunternehmer nur möglich ist, wenn der Anlagenbetreiber selbst die Einsichtnahme über eine entsprechende Zustimmungserklärung innerhalb der Software des Marktstammdatenregisters erlaubt. Was die Zugriffsmöglichkeiten der Behörden betrifft, kann der Verordnungsgeber insbesondere auch Behörden bestimmen, die wegen ihrer Zuständigkeit insbesondere für die Überwachung und den Vollzug energierechtlicher Bestimmungen unter § 111e Absatz 4 Satz 2 EnWG fallen und die im Marktstammdatenregister enthaltenen Daten nicht erneut beim Betroffenen erheben sollen. Flankierend kann diesbezüglich auch geregelt werden, dass der Dateninhaber die Übermittlung von Daten an diese Behörden verweigern darf, wenn die organisatorischen und technischen Voraussetzungen des § 111e Absatz 4 Satz 2 EnWG erfüllt sind. Dabei muss der Verordnungsgeber mit angemessenen Übergangsfristen dafür Sorge tragen, dass die betroffenen Behörden ausreichend Zeit für die Anpassung eigener Prozesse, Register und Datenbanken an das Marktstammdatenregister haben.

Nummer 9 ermächtigt zur Regelung von Art und Umfang der Veröffentlichung der im Marktstammdatenregister gespeicherten Daten. Dabei sind datenschutzrechtliche Anforderungen, die Anforderungen an die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems sowie die Anforderungen zu beachten, die sich aus der Speicherung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen im Marktstammdatenregister ergeben. Ihnen ist Rechnung zu tragen, indem von einer Veröffentlichung abgesehen wird, soweit dies zum Schutz der Privatsphäre natürlicher Personen (z. B. der Betreiber kleiner Photovoltaikanlagen), zur Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen oder der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich ist.

Nummer 10 umfasst Pflichten der Datenverantwortlichen, die im Marktstammdatenregister gespeicherten Daten bei Änderungen zu aktualisieren. Derartige Vorgaben zur Datenpflege sind ein wesentlicher Baustein, um den Zweck des § 111e Absatz 1 Nummer 1 EnWG (Verbesserung der Qualität energiewirtschaftlicher Daten) zu erreichen. Denn das derzei-

tige System aus verschiedenen Registern, Datenerhebungen und –sammlungen leidet nicht zuletzt darunter, dass häufig keine Aktualisierungen stattfinden bzw. mangels Verpflichtung hierzu die Daten nur teilweise aktuell sind.

Nicht zuletzt um die Einhaltung der Verpflichtungen aus der Rechtsverordnung zu gewährleisten, schafft Nummer 11 die Möglichkeit, die Inanspruchnahme verschiedener energierechtlicher Förderungen und Begünstigungen von der Einhaltung der Pflichten im Marktstammdatenregister abhängig zu machen, wenn und soweit die betreffenden Bestimmungen dies zulassen. Insoweit kann der Verordnungsgeber den Ansatz ausweiten, der mit dem EEG-Anlagenregister bereits für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien etabliert ist. So setzt die Inanspruchnahme der EEG-Förderung die vorherige Übermittlung der im Einzelnen in der Anlagenregisterverordnung geregelten Angaben voraus (vgl. § 25 Absatz 1 EEG 2014). Mit angemessenen Übergangsfristen sollen die Belange gerade von Betreibern bereits bestehender Anlagen berücksichtigt werden.

Nummer 12 sieht weitere Regelungen für die Folgen fehlerhafter Eintragungen einschließlich der Aufgaben und Befugnisse der BNetzA zur Sicherung der Datenqualität vor.

In der fachlichen Diskussion der BNetzA mit den betroffenen Akteuren über mögliche Ansätze zur Konzeptionierung des Registers hat sich ein Bedürfnis klarer Vorgaben darüber gezeigt, welche Folgen fehlerhafte Eintragungen im Marktstammdatenregister haben. Abzuwägen ist insoweit das Bedürfnis der Nutzer, sich auf die Richtigkeit der Daten verlassen zu können, mit den regulatorischen Aufgaben der BNetzA sowie den praktischen Anforderungen des Registerbetriebs. Die Wahrnehmung der Regulierungsaufgaben würde erschwert, wenn sich Marktakteure gegenüber der BNetzA auf fehlerhafte Angaben im Register berufen könnten. Darüber hinaus ist es praktisch nicht leistbar, dass die BNetzA flächendeckend die Eintragungen überprüft und die Gewähr für ihre Richtigkeit übernimmt. Insoweit kann der Verordnungsgeber insbesondere regeln, dass Eintragungen im Marktstammdatenregister keine tatbestandliche Wirkung in Rechtsverhältnissen der Akteure untereinander oder im Verhältnis zu Behörden zukommt. Ungeachtet dessen ist die Gewährleistung einer hohen Datenqualität Grundbedingung eines erfolgreichen Registers. Hierfür können im Rahmen der Verordnung zum Marktstammdatenregister Aufgaben und Befugnisse der BNetzA bestimmt werden, nach denen z. B. die Dateninhaber behördlich zur Richtigstellung fehlerhafter Eintragungen verpflichtet werden oder nach denen eine Korrektur der Daten von Seiten der BNetzA erfolgt, wenn der Dateninhaber nicht binnen einer bestimmten Frist widerspricht.

Nummer 13 entspricht weitgehend dem Wortlaut des bisherigen § 53b Nummer 7 EnWG und ergänzt diesen um mögliche Vorgaben zur Gewährleistung der Datensicherheit der im Marktstammdatenregister gespeicherten Daten.

Nummer 14 greift den bisherigen § 53b Nummer 8 EnWG zur Einräumung einer Kompetenz der BNetzA zu Festlegungen nach § 29 EnWG auf und entwickelt diese Ermächtigung fort. So ist es nach Buchstabe a nunmehr auch möglich, dass anstelle der Verordnung zum Marktstammdatenregister im Wege einer Festlegung der BNetzA die erforderlichen Definitionen der registrierungspflichtigen Personen sowie der zu übermittelnden Daten geschaffen werden. Dies kann sich insbesondere wegen der umfassenden Beteiligung betroffener Kreise nach § 67 EnWG (sog. Konsultation der Marktteilnehmer) als die sachnähere und den Bedürfnissen der im Marktstammdatenregister agierenden Nutzer angemessenere Regelungsebene erweisen.

Zu Nummer 29 (§ 118a EnWG)

Es handelt sich um eine Folgeänderung, bedingt durch die Neufassung der §§ 13ff. EnWG.

Zu Nummer 30 (§§ 20, 21a, 27 und 28 EnWG)

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen, bedingt durch die Änderungen in § 1 EnWG.

In § 1 EnWG wird künftig in der Überschrift ausdrücklich zwischen den Zwecken und den Zielen des EnWG differenziert und in Absatz 4 eine neue Zielbestimmung aufgenommen, die dazu dient, die Zwecke des § 1 Absatz 1 EnWG zu erreichen. In den §§ 20 Absatz 2 Satz 1, 27 Satz 2 und 5 und 28 Absatz 2 Satz 1 EnWG wird bislang auf die „Ziele“ des § 1 EnWG Bezug genommen. Aus Klarstellungsgründen wird in diesen Regelungen künftig auf die „Zwecke“ des § 1 EnWG verwiesen.

Zu Nummer 31 (Anlage)

Es wird eine Anlage zu § 13g EnWG aufgenommen, aus der sich die Berechnung zur Vergütung ergibt. Es wird auf die Begründung zu § 13g EnWG verwiesen.

Zu Artikel 2 (Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen)

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Die Inhaltsübersicht wird an die geänderte Überschrift des § 53 GWB angepasst.

Zu Nummer 2 (§ 53 GWB)

Zu Buchstabe a

Die Überschrift wird an die Regelungsinhalte des neuen § 53 Absatz 3 GWB angepasst. Danach erstellt das BKartA als Teil des bisherigen Tätigkeitsberichts zusätzlich einen weiteren Bericht über seine Monitoringergebnisse zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine rein redaktionelle Klarstellung.

Der neue § 53 Absatz 3 Satz 2 GWB sieht einen Bericht des BKartA über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie vor. Dies ermöglicht eine bedarfsgerechte, aktuelle und auf diese Märkte konzentrierte Information. Dieses Monitoring und seine Ergebnisse sind schon Teil der umfassenderen Energie-Monitoringtätigkeit des BKartA nach § 48 Absatz 3 GWB. Neben den dafür selbst erhobenen Daten erhält das BKartA zukünftig zur Durchführung der Monitoringtätigkeit Daten der Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas (§ 47c Absatz 1 Nummer 1 GWB). Auf deren Basis können insbesondere zeitnahe Analysen zu Fragen der Marktherrschaft auf Erzeugungsmärkten erfolgen. Ein separater Bericht zu diesen Ergebnissen hat den Vorteil, dass er kurzfristig und zeitlich unabhängig von dem übergreifenden Monitoringbericht nach § 53 Absatz 3 Satz 1 GWB erstellt und veröffentlicht werden kann, der nach § 63 Absatz 3 Satz 2 EnWG in den Monitoringbericht der BNetzA aufzunehmen ist.

Der neue § 53 Absatz 3 Satz 3 GWB dient der Klarstellung, dass das BKartA über den Stromerzeugungsbereich getrennt berichten kann. Mit der Berichtspflicht nach Satz 2 sollen Stromerzeugungsunternehmen zeitnah nach Auswertung der Daten und einfach auffindbar Informationen in Bezug auf ihre Marktmachtposition erhalten. Der Bericht über die Wettbewerbssituation in der Stromerzeugung verschafft ihnen eine Orientierung bei der Beurteilung, ob sie marktbeherrschend i.S.v. § 18 GWB bzw. Artikel 102 AEUV sind. Dies kann ihnen z. B. die Einschätzung möglicher Grenzen für ihre Verhaltensspielräume bei der Frage der zulässigen Höhe von Geboten an der Börse in Knappheitssituationen er-

leichtern. Das BKartA wird für zurückliegende Zeiträume, z. B. das letzte Kalenderjahr, analysieren, ob und gegebenenfalls welche Unternehmen als marktbeherrschend einzuordnen waren. Auf dieser Basis werden die Unternehmen in der Regel gut einschätzen können, ob sie aktuell marktbeherrschend sind und damit der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht unterfallen. Der Bericht kann Informationen über einzelne Unternehmen und kartellrechtliche Wertungen enthalten. Eine rechtliche Bindungswirkung in Hinblick auf künftige Einzelfallentscheidungen der zuständigen Beschlussabteilung des BKartA besteht nicht. Der Bericht soll mindestens alle zwei Jahre veröffentlicht werden.

Den ersten Bericht erstellt das BKartA, nachdem von der Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas die erforderlichen Daten für einen Zeitraum von einem Jahr beim BKartA eingegangen sind.

Zu Artikel 3 (Änderung der Stromnetzentgeltverordnung)

Die Änderung in § 18 StromNEV ist eine Folgeänderung, die in einem engen Zusammenhang zu den Änderungen in § 57 Absatz 3 EEG 2014 (Artikel 9 Nummer 9 dieses Gesetzes) im Hinblick auf die vermiedenen Netzentgelte steht.

Die mit dem Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2005 eingeführte Regelung in § 18 StromNEV zu vermiedenen Netzentgelten sollte den Standortvorteil lastnaher Erzeugung durch kleiner dimensionierte Erzeugungsanlagen gegenüber Großkraftwerken berücksichtigen und honorieren. Durch die lastnahe Erzeugung sollten lange Transportwege des Stroms vermieden und damit auch Infrastrukturkosten eingespart werden. Hintergrund war die Annahme, dass eine Einspeisung in der niedrigeren Spannungsebene „Wege und Netz spart“. Mit dem hohen Zubau an dezentralen Erzeugungsanlagen im Rahmen der Energiewende und den sich ändernden Rahmenbedingungen am Strommarkt ist diese Kostenersparnis immer weniger gegeben. Vielmehr verursacht der Zubau an dezentralen Erzeugungsanlagen zunehmend neuen Netzausbaubedarf, anstatt ihn zu ersparen. Die vermiedenen Netzentgelte sollen daher mittelfristig abgeschafft werden.

In einem weiterentwickelten Strommarkt ist davon auszugehen, dass in den nächsten Jahren zunehmend Fälle hoher dezentraler Einspeisung von Strom aus Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen auftreten, deren Einspeisung in der Verteilernetzebene häufig die bestehende Last der Netzebene übertreffen wird. Der dezentral erzeugte Strom muss von den Netzen, an die die Anlagen angeschlossen sind, in das Verteil- und Übertragungsnetz eingespeist werden. Es wird deshalb künftig, insbesondere in Gebieten mit einem hohen Anteil von dezentraler Erneuerbare-Energien-Produktion, vermehrt zu Rückspeisungen des zu viel eingespeisten Stroms in die vorgelagerte Netz- oder Umspannebene kommen. Durch die Einspeisung auf einer niedrigeren Spannungsebene werden damit in vorgelagerten Netzebenen keine Infrastrukturkosten gespart, sondern gegebenenfalls sogar neue Kosten begründet. Aus diesem Grund wird die Regelung unter Berücksichtigung einer angemessenen Übergangszeit zum 1. Januar 2021 aufgehoben.

Die Regelung steht im Zusammenhang mit der gesetzlichen Streichung der vermiedenen Netzentgelte in § 57 EEG 2014; beide Regelungen stellen eine Einheit dar, die zusammen gesetzlich umgesetzt werden muss.

Zu Artikel 4 (Änderung der Stromnetzzugangsverordnung)

Zu Nummer 1 (§ 8 StromNZV)

Die Regelungen in der Stromnetzzugangsverordnung (§ 8 StromNZV) stehen im Zusammenhang mit den im Weißbuch vorgeschlagenen Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems und zur Stärkung der Bilanzkrestreue.

§ 8 StromNZV wird neu gefasst.

Zu Absatz 1

Die Änderung von § 8 Absatz 1 Satz 1 StromNZV verankert die Möglichkeit, die Kosten zur Vorhaltung von Regelleistung künftig verstärkt auf die Bilanzkreisverantwortlichen umzulegen. Bislang zahlen die vom Fahrplan abweichenden Bilanzkreisverantwortlichen nur die Kosten des Einsatzes von Regelleistung. Die Kosten der Vorhaltung der Regelleistung werden dagegen bislang den Nutzern der Übertragungsnetze in Rechnung gestellt. Durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie beeinflussen die Bilanzkreisverantwortlichen jedoch auch die vorgehaltene Menge an Regelleistung. Sofern die Kosten der Vorhaltung über die Ausgleichsenergie abgerechnet würden, kann dies die Anreize zur Bilanzkreistreue stärken und die Kosten verursachungsgerechter verteilen.

In Satz 1 wird – wie bislang – geregelt, dass die Betreiber von Übertragungsnetzen die Kosten für Primärregelleistung und -arbeit, für die Vorhaltung von Regelenergie aus Sekundärregel- und Minutenreserveleistung sowie weiterer beschaffter und eingesetzter Regelenergieprodukte grundsätzlich als eigenständige Systemdienstleistungen den Nutzern der Übertragungsnetze in Rechnung stellen müssen. Der zweite Halbsatz lässt eine Ausnahme von diesem Grundsatz zu. Danach kann die BNetzA durch Festlegung nach § 27 Absatz 1 Nummer 21a StromNZV die Kosten für den Teil der Vorhaltung von Regelenergie aus Sekundärregel- und Minutenreserveleistung, der durch das Verhalten der Bilanzkreisverantwortlichen in ihrer Gesamtheit verursacht wird, zur Abrechnung über die Ausgleichsenergie bestimmen. Die Bezugnahme auf den Anteil, der durch das Bilanzierungsverhalten der Bilanzkreisverantwortlichen verursacht wird, stellt nicht auf die individuelle Zurechenbarkeit ab. Das individuelle Bilanzierungsverhalten verursacht keine Vorhaltekosten. Vielmehr entstehen die Kosten für die Vorhaltung von Regelenergie schon vor dem individuellen Verhalten der Bilanzkreisverantwortlichen durch das vergangene Verhalten der von den Fahrplänen abweichenden Bilanzkreisverantwortlichen als Gesamtheit und steht insofern im Zusammenhang mit der künftigen Dimensionierung der Regelleistung. Eine Wälzung sämtlicher Kosten für die Vorhaltung der Sekundärregel- und Minutenreserveleistung könnte dagegen die Bilanzkreisverantwortlichen in Einzelfällen unverhältnismäßig belasten und den Ausgleichsenergiepreis sehr stark ansteigen lassen. Satz 1 zweiter Halbsatz gibt der Regulierungsbehörde zudem die Möglichkeit, durch Festlegung die Anforderungen an die Abrechnung der Kosten zu regeln.

Nach Satz 2 kann bei der Festlegung nach Satz 1 eine pauschalisierende Betrachtung zu Grunde gelegt werden. Durch diese Klarstellung wird sichergestellt, dass nicht nur die exakt anfallenden Kosten oder Kostenanteile angesetzt werden dürfen. Vielmehr können die Kosten auch dann zur Abrechnung über die Ausgleichsenergie bestimmt werden, wenn sich deren Höhe nicht eindeutig bestimmen lässt.

Die Änderungen in Absatz 1 Satz 3 reflektieren die Zielsetzung, Regelarbeitspreise künftig auch mit dem Einheitspreisverfahren bestimmen zu können. Die Regulierungsbehörde kann durch Festlegung regeln, dass Regelarbeits- und Regelleistungspreise in einem Einheitspreisverfahren bestimmt werden. Bislang gilt der Grundsatz, dass für jedes Angebot, das zum Zuge kommt, sich die zu zahlende Vergütung nach dem im jeweiligen Angebot geforderten Preis bemisst. Ein erfolgreicher Anbieter von Regelenergie erhält den Zuschlag für den Einsatz von Regelleistung zu dem von ihm angebotenen Preis („Pay-as-bid“-Verfahren). Dieser Grundsatz kann durch die Regulierungsbehörde durch Festlegung nach § 27 Absatz 1 Nummer 3b StromNZV geändert werden, indem sie für die Vergütung der Regelenergie ein Einheitspreisverfahren vorsieht. Über ein Einheitspreisverfahren („Pay-as-cleared“-Verfahren) werden die Grenzkosten des Einsatzes von Regelenergie stärker berücksichtigt. Dadurch können in vielen Fällen niedrigere Regelarbeitspreise erzielt werden.

Zu Absatz 2

Der bisherige Absatz 2 Satz 3 ging ersichtlich noch von dem Grundsatz aus, dass bei der Anforderung von negativer Sekundär- oder Minutenreservearbeit stets Erlöse durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes erzielt werden. Dies entspricht nicht mehr der heutigen Lebenswirklichkeit. Daher wird Satz 3 gestrichen und in dem neuen Absatz 2 Satz 2 bestimmt, dass Kosten und Erlöse, die durch den Aufruf von Sekundär- und Minutenreservearbeit anfallen, in die Ausgleichsenergieabrechnung einfließen. Zudem wurde spiegelbildlich zur Änderung des Absatzes 1 auch im Absatz 2 Satz 2 klargestellt, dass im Fall einer entsprechenden Festlegung auch Vorhaltekosten in die Ausgleichsenergieabrechnung einfließen können.

Die Einfügung eines neuen Satzes 4 ist im Zusammenhang mit den Änderungen in § 13 Absatz 5 EnWG zu sehen. Insofern wird auf die Begründung zu Artikel 1 Nummer 9 verwiesen. Sie sollen die Pflicht der Bilanzkreisverantwortlichen hervorheben, ihre Bilanzkreise ausgeglichen zu halten. Daher besteht die Pflicht zur Bilanzkreisabrechnung durch die Betreiber von Übertragungsnetzen auch bei Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG. Die Betreiber von Übertragungsnetzen müssen diese jede Viertelstunde abrechnen. Satz 4 verankert den Grundsatz, dass die Abrechnung von Ausgleichsenergie durch die Betreiber von Übertragungsnetzen gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen grundsätzlich den gesamten Abrechnungszeitraum vollständig umfassen muss. Es können allerdings Situationen nicht ausgeschlossen werden, in denen bei Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG die Abrechnung tatsächlich unmöglich ist oder mit einem unverhältnismäßigen Aufwand verbunden wäre. In solchen Ausnahmesituationen kann die Regulierungsbehörde von aufsichtsrechtlichen Maßnahmen unter dem Gesichtspunkt der Verhältnismäßigkeit absehen oder z. B. im Einzelfall eine pauschalierte Abrechnung über Näherungswerte zulassen.

Die bisherigen Sätze 5 und 6 bleiben inhaltlich unverändert.

Zu Nummer 2 (§ 26 StromNZV)

Mit der Änderung von § 26 Absatz 3 StromNZV sollen die Bilanzkreise auch für die Bereitstellung von Sekundärregelung geöffnet werden. Dahinter steht die Zielsetzung des Weißbuches, die Regelleistungsmärkte für neue Anbieter zu öffnen.

Nach bisheriger Rechtslage ist in den Bilanzkreisverträgen sicherzustellen, dass die Bilanzkreisverantwortlichen gegen angemessenes Entgelt ihren Bilanzkreis für Fahrplangeschäfte öffnen, die der Bereitstellung von Minutenreserve dienen, die ein Bereitsteller des eigenen Bilanzkreises über einen anderen Bilanzkreis abwickeln will. Die Änderung des Absatz 3 Satz 1 stellt die Sekundärregelung der Minutenreserve gleich. Sie führt dazu, dass künftig in dem Bilanzkreisvertrag geregelt werden muss, dass der Bilanzkreisverantwortliche seinen Bilanzkreis gegen angemessenes Entgelt auch für die Bereitstellung von Sekundärregelung öffnen muss. Hierbei kommt es nicht entscheidend darauf an, in welcher Form der Bilanzkreisverantwortliche tätig werden muss, also ob er z. B. ein Fahrplangeschäft initiieren muss. Vielmehr ist der Bilanzkreisverantwortliche gegen angemessenes Entgelt grundsätzlich zur Öffnung des Bilanzkreises verpflichtet.

Durch die Änderung wird Anbietern von Dienstleistungen im Bereich des Lastmanagements, die z. B. mehrere Stromverbraucher bündeln (sogenannte Aggregatoren), der Zugang zum Sekundärregelenergiemarkt erleichtert, welcher zunehmend für flexible Stromverbraucher relevant wird.

Der neue Satz 2 hebt die Bedeutung des gegenseitigen Informationsaustauschs der Beteiligten hervor. Ein Austausch der Informationen ist insbesondere notwendig, damit die Regelleistung erfolgreich erbracht werden kann und hierbei keine negativen Rückwirkungen für die Beteiligten entstehen bzw. um auszuschließen, dass diese aufgrund eines Informationsdefizits bestimmte gegebenenfalls kontraproduktive Handlungen ergreifen.

Hierfür müssen die erforderlichen Informationen auch zu angemessenen Zeitpunkten zur Verfügung gestellt werden, die von den Gegebenheiten des Einzelfalls abhängen können. Zu denken ist hier z. B. an die Möglichkeit einer Gegensteuerung oder eines Tätigwerdens am Strommarkt durch einen Lieferanten und Bilanzkreisverantwortlichen bei Erbringung von Regelleistung durch einen in seinem Bilanzkreis in Echtzeit bewirtschafteten Verbraucher, sollte er von dessen Regelleistungserbringung über einen anderen Bilanzkreis keine hinreichende oder nicht rechtzeitig Kenntnis haben. Bei der Verpflichtung nach Satz 2 handelt es sich um ein gesetzliches Schuldverhältnis. Die BNetzA kann in Zweifelsfällen Maßnahmen zur Einhaltung der Verpflichtungen nach § 26 Absatz 3 Satz 2 StromNZV nach § 65 Absatz 2 EnWG anordnen.

Zu Nummer 3 (§ 27 StromNZV)

Zu Buchstabe a

Die Einfügung einer Nummer 3b in § 27 Absatz 1 StromNZV ist eine Folge der Anpassung von § 8 Absatz 1 Satz 3 StromNZV. Durch die Aufnahme einer Festlegungskompetenz wird sichergestellt, dass die Regulierungsbehörde das Verfahren der Vergütung für Angebote von Regelenergieprodukten nach § 8 Absatz 1 Satz 3 StromNZV per Festlegung konkretisieren kann. Dabei kann sie insbesondere festlegen, dass Regularbeitspreise und Regelleistungspreise in einem Einheitspreisverfahren bestimmt werden.

Zu Buchstabe b

Die Einfügung einer neuen Festlegungskompetenz in § 27 Absatz 1 Nummer 21a StromNZV reflektiert die Änderungen in § 8 Absatz 1 und Absatz 2 StromNZV. Danach kann die Regulierungsbehörde Regelungen treffen zu den Kriterien für oder Anforderungen an die Abrechnung der Kosten für denjenigen Teil der Vorhaltung von Regelenergie aus Sekundärregel- und Minutenreserveleistung, der dem Verhalten der Bilanzkreisverantwortlichen in ihrer Gesamtheit zuzurechnen ist, über die Ausgleichsenergie nach § 8 Absatz 2 StromNZV und zu dem Verfahren der Bilanzkreisabrechnung durch die Betreiber der Übertragungsnetze. Die Bezugnahme auf den Anteil, der durch das Verhalten der Bilanzkreisverantwortlichen verursacht wird, stellt dabei nicht auf die individuelle Zurechnung der Vorhaltekosten an einzelne Bilanzkreisverantwortliche ab, sondern auf den Zusammenhang zwischen dem vergangenen Verhalten sämtlicher Bilanzkreisverantwortlicher als Gruppe und der künftigen Dimensionierung der Regelleistung. Im Übrigen wird auf die Begründung zu Artikel 4 Nummer 1 verwiesen.

Zu Artikel 5 (Änderung der Anreizregulierungsverordnung)

Die Änderungen der ARegV stehen in einem sehr engen Zusammenhang mit den Regelungen in § 13e EnWG sowie der Kapazitätsreserveverordnung.

Zu Nummer 1 (§ 4 ARegV)

Die Kosten für die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG sowie die Kosten im Rahmen der Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach § 13g EnWG fließen ohne Zeitverzug in die Erlösobergrenze und somit in die Netzentgelte ein. Die Betreiber von Übertragungsnetzen sollen nicht verpflichtet werden, die Kosten der Kapazitätsreserve vorzufinanzieren.

Zu Nummer 2 (§ 5 ARegV)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Änderung von § 4 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 ARegV. Da die Kosten nach § 4 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 ARegV ohne Zeitverzug in die Erlösobergrenze einfließen, muss ein Abgleich der Ist-Kosten über das Regulierungskonto sichergestellt werden.

Zu Nummer 3 (§ 11 ARegV)

Bei der Beschaffung der Kapazitätsreserve handelt es sich um ein stark formalisiertes Verfahren. Die Betreiber von Übertragungsnetzen haben auf den Umfang der entstehenden Kosten keinen Einfluss. Aus diesem Grund kommt eine Behandlung als beeinflussbare Kosten nicht in Betracht. Die Kosten werden entsprechend den Vorschriften der Kapazitätsreserve nach § 13e Absatz 3 EnWG sowie der Rechtsverordnung nach § 13h EnWG als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten behandelt.

Die Kosten, die im Rahmen der Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach § 13g EnWG anfallen, werden durch die Regelung in § 13g EnWG im Wesentlichen gesetzlich festgelegt. Daher haben die Betreiber von Übertragungsnetzen auf den Umfang der Kosten ebenfalls keinen Einfluss. Daher sollen sie nicht dem Effizienzvergleich der Anreizregulierung unterliegen.

Dementsprechend wird in § 11 Absatz 2 Satz 1 ARegV eine Nummer 16 aufgenommen, wonach diese Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten.

Zu Artikel 6 (Änderung der Reservekraftwerksverordnung)**Zu Nummer 1 (Überschrift)**

Die Änderung der Kurzbezeichnung der Verordnung von „Reservekraftwerksverordnung“ in „Netzreserveverordnung (NetzResV)“ ist geboten, um eine Verwechslung mit der Kurzbezeichnung der neu geschaffenen Verordnung zur Einrichtung einer Kapazitätsreserve auszuschließen. Zugleich trägt die Bezeichnung der neuen Definition der Netzreserve in § 13d Absatz 1 EnWG Rechnung. Verweise in anderen Gesetzen oder Verordnungen sind durch die Änderung der Kurzbezeichnung der Verordnung nicht berührt.

Zu Nummer 2 (§ 1 NetzResV)**Zu Buchstabe a****Zu Doppelbuchstabe aa**

Der Anwendungsbereich der Verordnung wird geändert. Wesentliche Inhalte der Netzreserve sind bereits in den neuen § 13d Absatz 1 sowie § 13i Absatz 3 Nummer 2 EnWG geregelt. Daher wird Absatz 1 Satz 1 dahingehend geändert, dass die Netzreserveverordnung das Verfahren der Beschaffung der Netzreserve, den Einsatz von Anlagen in der Netzreserve sowie Anforderungen an Anlagen in der Netzreserve auf Grundlage von § 13i Absatz 3 Nummer 2 EnWG regelt.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung durch die Verschiebung von § 13 Absatz 1b in § 13c Absatz 1 EnWG.

Zu Buchstabe b

Aus Gründen der Klarstellung wird die Bezugnahme auf den Einsatz der Netzreserve gestrichen.

Zu Nummer 3 (§ 2 NetzResV)**Zu Buchstabe a**

Entsprechend der Definition der Netzreserve in § 13d Absatz 1 Satz 1 EnWG wird auch der Zweck der Bildung der Netzreserve nach § 2 Absatz 1 NetzResV angepasst. Im Übrigen wird auf die Begründung zu § 13d Absatz 1 EnWG in Artikel 1 Nummer 9 verwiesen.

Zu Buchstabe b

Die Ergänzung von § 2 Absatz 2 NetzResV steht im Zusammenhang mit dem Zweck der Netzreserve. Daher wird klargestellt, dass zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs auch systemrelevante Mehrfachfehler angemessen beherrscht werden sollen. Dies gilt insbesondere für besondere Fehlerereignisse (die sogenannten „exceptional contingencies“) nach dem Betriebshandbuch („Operation Handbook“) des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber. Es wird klargestellt, dass die Ergänzung von § 2 NetzResV in Übereinstimmung mit dem europäischem Recht, insbesondere anwendbaren Netzkodizes, steht, und die nationale Regelung mindestens das darin enthaltene Sicherheitsniveau einhält.

Zu Nummer 4 (§ 3 NetzResV)**Zu Buchstabe a****Zu Doppelbuchstabe aa**

Bei dem bisher in Satz 1 vorgegebenen Veröffentlichungsdatum handelt es sich um einen gesetzlichen Feiertag. Die Veröffentlichungsfrist wird daher um einen Tag vom 1. Mai auf den 30. April vorverlegt, um einen regelmäßigen Fristablauf zu gewährleisten.

Zu Doppelbuchstabe bb

In der Praxis hat sich gezeigt, dass die Methoden, anhand derer die Betreiber von Übertragungsnetzen die Analysen erstellen, erheblichen Einfluss auf die Höhe des Reservebedarfs haben, sodass eine Abstimmung mit der BNetzA zu den bei der Analyse verwendeten Methoden und deren Veröffentlichung im Bericht erforderlich ist. Daher werden in § 3 Absatz 1 Satz 4 NetzResV auch die Methoden den Analysen zugrunde gelegt. Neben den Methoden sind zudem die zum 30. April des jeweiligen Jahres für die jeweils folgenden fünf Jahre prognostizierten Einzelwerte der Jahreshöchstlast im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland einschließlich der Netzverluste von Bedeutung.

Zu Buchstabe b**Zu Doppelbuchstabe aa**

Die Änderungen in § 3 in Absatz 2 Satz 1 NetzResV beziehen sich auf den Zeitraum für die Systemanalyse durch die Betreiber von Übertragungsnetzen. Schon bislang war der Prüfung des Bedarfs an Erzeugungskapazität für die Netzreserve durch die BNetzA eine von den Betreibern von Übertragungsnetzen jährlich gemeinsam erstellte Analyse der verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten zu Grunde zu legen. Dabei soll auch deren technische Eignung für die Abwehr von Gefahren für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems einschließlich ihrer Anfahrfahrzeiten und ihrer Laständerungsgeschwindigkeiten analysiert werden (Satz 1 Nummer 1). Während bislang die Systemanalyse auf den jeweils folgenden Winter und die jeweils folgenden fünf Jahre bezogen war, bezieht sie sich künftig auf den Zeitraum vom 1. Oktober des Jahres der Systemanalyse bis zum 31. März des jeweiligen Folgejahres sowie mindestens ein weiteres der darauf folgenden vier Betrachtungsjahre (Satz 1 Nummer 2). Klarstellend wird darauf hingewiesen, dass sich die Legaldefinition der Systemanalyse lediglich auf die

Nummer 2 bezieht. Die Analyse der Betreiber von Übertragungsnetzen beinhaltet zudem den eventuellen Bedarf an Netzreserve (Satz 1 Nummer 3). Demnach ist bei der jährlich durch die Betreiber von Übertragungsnetzen zu erstellenden Systemanalyse stets das auf die Untersuchung folgende Winterhalbjahr einzubeziehen. Durch die Einbeziehung eines weiteren Betrachtungsjahres innerhalb eines Untersuchungszeitraums von insgesamt fünf Jahren wird gewährleistet, dass in der Systemanalyse gezielt und flexibel auf künftige Betrachtungsjahre abgestellt werden kann, in denen Ereignisse anfallen bzw. wirksam werden, die mit hinreichender Wahrscheinlichkeit Auswirkungen auf die zu erstellende Analyse haben.

Es wird ein neuer Satz 2 eingefügt, der den nunmehr in Satz 1 verwendeten Begriff „Betrachtungsjahr“ definiert. Dies ist jeweils der Zeitraum vom 1. April bis zum 31. März. Die Definition ist erforderlich, um den Untersuchungszeitraum eindeutig abzugrenzen.

Satz 3 regelt, dass ergänzend zu der Systemanalyse die Betreiber von Übertragungsnetzen im Einvernehmen mit der BNetzA bis zum 30. November 2016 eine Analyse des Winterhalbjahres 2021/2022 und des Winterhalbjahres 2022/2023 erstellen; darüber hinaus kann die BNetzA nach Satz 3 zweiter Halbsatz verlangen, dass die Betreiber von Übertragungsnetzen eine Analyse im Hinblick auf ein weiteres Betrachtungsjahr erstellen, das einen Untersuchungszeitraum nach dem Zeitraum nach Satz 1 abdeckt. Dies wird gemeinsam als Langfristanalyse definiert. Somit wird mit dem neu eingefügten Satz 3 erstmalig eine ergänzende Langfristanalyse eingeführt. Da die Ermittlung des Netzreservebedarfs für einen derartigen, vergleichsweise weit in der Zukunft liegenden Betrachtungszeitpunkt erfolgt, wird hieran keine Verpflichtung der Betreiber von Übertragungsnetzen geknüpft, den identifizierten Netzreservebedarf unverzüglich zu beschaffen. Die Prognoseunsicherheiten sind bei Langfristanalysen größer als für den Zeitraum der nächsten 5 Jahre und das Prognoseergebnis entsprechend unsicher. Mit dem Prinzip der möglichst kostengünstigen Energieversorgung wäre es nicht vereinbar, aufgrund einer derart unsicheren Prognose erhebliche Kosten für die Netznutzer durch die Beschaffung von Netzreservekapazitäten zu verursachen, wenn diese nicht zur Vermeidung einer Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems tatsächlich benötigt werden.

In dem ebenfalls neu eingefügten Satz 4 wird klargestellt, dass die Entscheidung über den Untersuchungszeitraum nach Satz 3 der Zustimmung durch die BNetzA bedarf.

Satz 5 regelt, dass bei der Systemanalyse und der Langfristanalyse der Betreiber von Übertragungsnetzen die nach Satz 1 und 3 in der Planung und im Bau befindlichen neu zu errichtenden Erzeugungsanlagen, insbesondere die bis zu zwei Gigawatt neu zu errichtenden Erzeugungsanlagen nach § 13d Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes, zu berücksichtigen sind. Mit der Inbetriebnahme der Anlagen reduziert sich der Bedarf an Netzreserve entsprechend.

Zu Doppelbuchstabe bb

Der bisher verwendete Begriff „neue“ Anlage beschreibt nicht hinreichend präzise, welche Anlagen von der Regelung erfasst werden sollen. Tatsächlich sollen von der Regelung „neu zu errichtende“ Anlagen erfasst werden. Dies wird durch die Änderung klargestellt.

Zu Doppelbuchstabe cc

Es wird auf die Begründung zu Artikel 6 Nummer 4 Buchstabe a Doppelbuchstabe bb verwiesen.

Zu Doppelbuchstabe dd

In der Praxis hat sich gezeigt, dass eine Bearbeitungszeit von einem Monat für die Überprüfung der Systemanalyse und die Fertigung des Bescheids zur Feststellung des Netz-

reservebedarfs zu knapp bemessen ist. Eine angemessene Überprüfung der Systemanalyse der Betreiber von Übertragungsnetzen durch die BNetzA kann bei einer Verlängerung der bisherigen Monatsfrist um einen weiteren Monat wirksam erfolgen. Vor dem Hintergrund der Bedeutung, die der Netzreservebedarfsfeststellung für eine sichere Stromversorgung zukommt, ist die Frist zur Abgabe der Systemanalyse durch die Betreiber von Übertragungsnetzen bei der BNetzA um einen Monat vorzuverlegen. Dadurch entsteht für die Betreiber von Übertragungsnetzen kein Nachteil, da der Beginn der Systemanalyse ebenfalls vorverlegt werden kann.

Zu Buchstabe c

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung. Künftig nehmen die Netzbetreiber nicht mehr nur noch die Systemanalyse, sondern verschiedene Analysen vor. Daher werden die Begriffe entsprechend angepasst.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Aufhebung von § 3 Absatz 3 Satz 3 NetzResV geht auf die Definition der Netzreserve in § 13d Absatz 1 EnWG zurück, nach der die darin genannten Erzeugungskapazitäten als Anlagen der Netzreserve erfasst werden. Absatz 3 Satz 3 ist daher nicht mehr erforderlich.

Zu Nummer 5 (§ 4 NetzResV)

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Der Begriff „konkret“ wird aus rechtsförmlichen Gründen gestrichen. Im Übrigen handelt es sich um eine Folgeänderung.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Anfügung eines neuen Satzes 2 an Absatz 1 stellt klar, dass die ergänzende Langfristanalyse nach § 3 Absatz 2 Satz 3 NetzResV bei dem Verfahren nach Satz 1 unberücksichtigt bleibt.

Durch die Langfristanalyse nach § 3 Absatz 2 Satz 3 NetzResV wird ein möglicher Netzreservebedarf durch die Betreiber von Übertragungsnetzen ermittelt, der sehr weit in der Zukunft liegt. Die Prognoseunsicherheiten sind bei Langfristanalysen größer als für den Zeitraum der nächsten 5 Jahre und das Prognoseergebnis ist dementsprechend unsicher, so dass an das Ergebnis der Langfristanalyse keine Verpflichtung der Betreiber von Übertragungsnetzen geknüpft werden kann, den identifizierten Netzreservebedarf unverzüglich zu beschaffen. Insofern wird auf die Begründung zu Artikel 6 Nummer 4 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa verwiesen.

Zu Buchstabe b

§ 4 Absatz 3 NetzResV wird neu gefasst. In Satz 1 wird die Frist zum Abschluss der Netzreserveverträge auf den 15. September eines Jahres verlängert. Die ursprüngliche Fristsetzung auf den 15. Juli ließ für den Abschluss von Netzreserveverträgen in der Praxis nicht genug Zeit. Für die Vertragsverhandlungen zwischen den Betreibern von Übertragungsnetzen und den Anlagenbetreibern sowie die Einbindung der BNetzA ist mehr Zeit erforderlich. Zudem muss hinsichtlich der beabsichtigten Kontrahierung ausländischer Netzreserve stets die Zustimmung der im jeweiligen Land für Versorgungssicherheitsfragen zuständigen öffentlichen Stelle eingeholt werden. Bei der Kontrahierung von Netzre-

serve handelt es sich nicht um ein Massengeschäft. Die vertraglichen Regelungen sind individuell auszugestalten, da anlagenspezifische Besonderheiten, wie z. B. Vereinbarungen zu Vorlaufzeiten oder zum Ausmaß der Brennstoffbevorratung, vertraglich festgelegt werden müssen. Ein sachlich zwingender Grund, die Netzreserveverträge bis zum 15. Juli abzuschließen, ist nicht gegeben. Tatsächlich müssen die Anlagen in der Netzreserve am 1. Oktober eines jeden Jahres zur Verfügung stehen. Es ist daher ausreichend, wenn die entsprechenden Netzreserveverträge bis zum 15. September des jeweiligen Jahres abgeschlossen werden.

Durch die Verlängerung der Frist rückt die Frist zum Abschluss der Verträge jedoch sehr nahe an den Zeitpunkt heran, zu dem die Verträge wirksam sein müssen, um die Inanspruchnahme der Anlagen in der Netzreserve gewährleisten zu können (1. Oktober). Daher wird die Frist zum Abschluss der Netzreserveverträge nunmehr als verbindliche Frist ausgestaltet, um etwaige Risiken, die aus einem verspäteten Vertragsabschluss resultieren könnten, auszuschließen.

Die Frist für den Abschluss von Netzreserveverträgen mit Anlagenbetreibern, deren Anlagen frühestens im übernächsten Winterhalbjahr für die Netzreserve vorgehalten werden müssen, kann nach Satz 2 auf einen späteren Zeitpunkt verlegt werden. Netzreserveverträge, die erst im übernächsten Winterhalbjahr benötigt werden, sollten möglichst bis zum 15. Dezember des jeweiligen Vorjahres abgeschlossen werden. Dadurch wird zudem eine weitere zeitliche Streckung des Verfahrens erreicht. Es ergibt sich eine sachgerechte Priorisierung der Vertragsabschlüsse, die sich nunmehr an der zeitlichen Staffelung des tatsächlichen Netzreservebedarfs orientiert.

Zu Nummer 6 (§ 5 NetzResV)

Zu Buchstabe a

Die Änderung ist eine redaktionelle Folgeänderung, bedingt durch die Verschiebung der Definition einer systemrelevanten Anlage von § 13a Absatz 2 Satz 8 in § 13b Absatz 2 Satz 2 EnWG.

Zu Buchstabe b

Aus Gründen der Einheitlichkeit wird in der Netzreserveverordnung künftig von „Strommärkten“ an Stellen von „Energiamarkt“ gesprochen.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung bedingt durch die Neufassung der §§ 13ff. EnWG.

Zu Nummer 7 (§ 6 NetzResV)

§ 6 NetzResV regelt die Erstattung von Kosten von Anlagen in der Netzreserve. Dementsprechend wird die Überschrift angepasst und die Bestimmung neu gefasst.

Zu Absatz 1

Die Neufassung von Satz 1 präzisiert, dass die Kosten, die durch die Nutzung der bestehenden Anlagen nach § 5 Absatz 2 NetzResV in der Netzreserve entstehen, erstattet werden.

Die Streichung von Opportunitätskosten in Satz 2 ist dadurch begründet, dass die Berücksichtigung von Opportunitätskosten und dem Werteverbrauch von endgültig stillgelegten Anlagen in der Netzreserve nunmehr nach Maßgabe der neu eingefügten Sätze 3 bis

5 möglich ist. Zudem bezieht sich Satz 2 künftig ausdrücklich nur auf Kosten, die auch im Fall einer endgültigen Stilllegung angefallen wären.

Der neu eingefügte Satz 3 sieht eine Erstattung von Opportunitätskosten vor. Danach sind Opportunitätskosten nur zu erstatten, wenn und soweit eine verlängerte Kapitalbindung in Form von Grundstücken und anderen weiterverwertbaren technischen Anlagen aufgrund deren Verpflichtung für die Netzreserve besteht. Anlagen, die im Falle einer endgültigen Stilllegung keiner Weiterverwertung zugänglich sind, dürfen dabei keine Berücksichtigung finden, da diese auch im Falle der sofortigen Stilllegung keinen Wert mehr hätten. Weiterverwertbar sind dabei alle technischen Anlagenteile, die nach der endgültigen Stilllegung der Anlage ausgebaut und in einer anderen Energieerzeugungsanlage verwendet werden können. Der Anlagenbetreiber hat die Weiterverwertbarkeit der technischen Anlagenteile nachzuweisen. Im Falle einer endgültigen Stilllegung ist eine verlängerte Kapitalbindung bei Grundstücken und anderen weiterverwertbaren technischen Anlagen oder Anlagenteilen über den beabsichtigten Stilllegungszeitraum hinaus gegeben, die der Anlagenbetreiber im Falle der sofortigen Stilllegung vermieden hätte. Für das in diesen Positionen gebundene Kapital wird daher eine marktangemessene Verzinsung als Ausgleich für entgangene Verwendungsmöglichkeiten erstattet. Die Regelung stellt aber zugleich klar, dass darüber hinausgehende Opportunitäten nicht zu erstatten sind.

Nach dem neu eingefügten Satz 4 sind Wertverbräuche von Anlagen, die im Fall einer endgültigen Stilllegung weiterverwertet werden könnten und durch Abnutzung in der Netzreserve einen Wertverbrauch erleiden, in angemessener Weise auszugleichen. Der Werteverbrauch ist allerdings nur erstattungsfähig, wenn und soweit die Anlage tatsächlich in der Netzreserve eingesetzt wird. Satz 4 zweiter Halbsatz konkretisiert das Verfahren der Ermittlung des anteiligen Werteverbrauchs und verweist insofern auf § 13c Absatz 1 Satz 3 EnWG.

Zu Absatz 2

Die bisherigen Sätze 2 und 3 in Absatz 1 werden gestrichen und in einen neuen Absatz 2 überführt, da sie nicht den Umfang der zu erstattenden Kosten regeln, sondern die vertragliche Berücksichtigung der Kostenerstattung bzw. deren Einbeziehung in die Erlösobergrenzen der Betreiber von Übertragungsnetzen normieren.

Zu Absatz 3

Der bisherige Absatz 2 wird zu Absatz 3.

Zu Nummer 8 (§ 7 NetzResV)

Zu Buchstabe a

Aus Gründen der Einheitlichkeit werden die Wörter „des Energiemarktes“ durch die Wörter „der Strommärkte“ ersetzt, wie es auch an anderen Stellen des Gesetzes erfolgt ist.

Zu Buchstabe b

Die Ergänzung von § 7 Absatz 2 NetzResV regelt die Art des Einsatzes der Netzreserve. Klarstellend wird in Satz 2 bei der Bezugnahme auf § 13 Absatz 1 EnWG auf die Nummern 1 und 2 sowie im Übrigen auf § 13a Absatz 1 EnWG verwiesen; hierbei handelt es sich um Folgeänderungen zu den Änderungen in §§ 13 ff. EnWG.

Zu Nummer 9 (§ 8 NetzResV)

Die Überschrift von § 8 NetzResV ist neu zu fassen, da durch den in der bisherigen Fassung verwendeten Begriff „neue“ Anlage nicht hinreichend präzise beschrieben wurde,

welche Anlagen von der Regelung erfasst werden sollen. Tatsächlich sollen von der Regelung „neu zu errichtende“ Anlagen erfasst werden.

§ 8 wird auch im Übrigen neu gefasst.

Zu Absatz 1

Hinsichtlich des Begriffs der neu zu errichtenden Anlage wird auf die Begründung zu der Neufassung der Überschrift verwiesen.

Nach Satz 1 wird die Feststellung eines Neubaubedarfs nunmehr nach Maßgabe des neu eingefügten Satzes 2 durch die Betreiber von Übertragungsnetzen festgestellt und gegenüber der BNetzA dargelegt. Die BNetzA entscheidet abschließend über das Vorliegen eines Neubaubedarfs.

Für die in § 13d Absatz 2 Satz 1 EnWG geregelten bis zu zwei Gigawatt neu zu errichtenden Anlagen wird der Bedarf für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 gesetzlich verankert und nach § 13d Absatz 2 Satz 2 EnWG durch die Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen einer Bedarfsanalyse spezifiziert. Insoweit wird auf die Begründung zu § 13d Absatz 2 EnWG verwiesen. Der exakte Umfang wird durch die Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Analyse nach § 3 NetzResV bestimmt.

In dem neu eingefügten Satz 2 sind die Voraussetzungen geregelt, unter denen ein Neubaubedarf festgestellt werden kann. Ein Bedarf nach Satz 1 besteht, wenn eine der in den neu eingefügten Nummern 1 oder 2 genannten Alternativen vorliegt. Nach Satz 2 besteht ein Bedarf, wenn und soweit die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems ohne die Errichtung einer oder mehrerer neuer Anlagen gefährdet ist, insbesondere weil der erforderliche Netzreservebedarf künftig nicht mehr mit bestehenden Anlagen gedeckt werden kann (Nummer 1), oder wenn und soweit eine Ertüchtigung bestehender Anlagen im Vergleich zur Beschaffung einer neu zu errichtenden Anlage nicht wirtschaftlich ist (Nummer 2). Es muss hierfür insbesondere sichergestellt werden, dass in Süddeutschland rechtzeitig ausreichend Erzeugungsleistung für Redispatch-Maßnahmen vorhanden und diese auch ausreichend schnell verfügbar ist.

Nach Satz 3 kann sich ein Neubaubedarf insbesondere aus der ergänzenden Langfristanalyse nach § 3 Absatz 2 Satz 3 NetzResV ergeben. Die Bezugnahme auf § 3 Absatz 1 Satz 2 NetzResV wird gestrichen.

Zu Absatz 2 und 3

Die bisherigen Absätze 2 und 3 bleiben weitgehend unverändert.

Zu Absatz 4

Die Änderung in § 8 Absatz 4 Satz 1 NetzResV führt dazu, dass der Betreiber eines Übertragungsnetzes, sofern sich im Rahmen des Verfahrens zur Beschaffung neu zu errichtender Anlagen nach Absatz 2 kein ausreichendes Ergebnis erzielen lässt, künftig nach Abstimmung mit der BNetzA eine neu zu errichtende Anlage als besonderes netztechnisch erforderliches Betriebsmittel errichten soll. Damit wird das bisherige Ermessen der Betreiber von Übertragungsnetzen eingeschränkt; dieses verbleibt nur in begründeten Ausnahmefällen.

Zu Nummer 10 (§ 9 NetzResV)

Zu Buchstabe a

Hinsichtlich der Änderung der Überschrift wird auf die Begründung zu Artikel 6 Nummer 9 verwiesen.

Zu Buchstabe b

§ 9 Absatz 3 NetzResV wird neu gefasst.

Durch die Aufnahme des Wortes „ausschließlich“ nach dem Wort Netzreserve sowie redaktioneller Folgeänderungen wird klargestellt, dass die Netzreserveanlagen nach Ende ihrer Vertragslaufzeit ausschließlich zu den in Absatz 3 Nummern 1 bis 3 genannten Zwecken genutzt werden können. Dem Betreiber der Anlage steht ein Wahlrecht bei der Auswahl der jeweiligen Alternative zu. Die Einschränkung auf die im Gesetz genannten drei Verwendungsmöglichkeiten ist gerechtfertigt, weil sich die Betreiber von neu zu errichtenden Anlagen freiwillig durch Teilnahme an der Ausschreibung dazu entschließen, die gesetzlich festgelegten Rahmenbedingungen und damit auch die eingeschränkten Verwendungsmöglichkeiten nach § 9 Absatz 3 NetzResV für den Zeitraum nach Ende der Vertragslaufzeit zu akzeptieren.

Durch die Nummern 1 bis 3 soll insbesondere ein Einsatz neu zu errichtender Anlagen im Strommarkt ausgeschlossen werden, um Beeinträchtigungen der Funktionsweise des weiterentwickelten Strommarktes zu vermeiden. Durch einen funktionsfähigen Strommarkt wird auch ein Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit geleistet. Die für die Versorgungssicherheit benötigten Kapazitäten refinanzieren sich im weiterentwickelten Strommarkt über die Marktmechanismen. Hierfür benötigen sie die Planungssicherheit, dass neu zu errichtende Anlagen der Netzreserve nach § 8 NetzResV nicht zu einem späteren Zeitpunkt als Wettbewerber am Strommarkt teilnehmen und dadurch die Erlöse der im Markt errichteten Kraftwerke verringern können. Nach Ende des Vertrages können die Betreiber daher mit der Anlage ausschließlich erneut an Beschaffungsverfahren für die Kapazitätsreserve teilnehmen (Nummer 1), die Anlage den Betreibern von Übertragungsnetzen als besonderes netztechnisches Betriebsmittel zur Verfügung zu stellen (Nummer 2) oder die Anlage abbauen und veräußern (Nummer 3).

Die Einfügung der neuen Nummer 1 mildert die Eingriffstiefe ab, weil Anlagenbetreiber künftig drei an Stelle der bisher zwei Möglichkeiten zur Anschlussnutzung haben.

Bei den Änderungen in der bisherigen Nummer 1 und neuen Nummer 2 handelt es sich einerseits um eine redaktionelle Folgeänderung, andererseits wird der Begriff „Energiemarkt“ aus Gründen der Einheitlichkeit durch „Strommärkte“ ersetzt.

Die bisherige Nummer 2 und neue Nummer 3 wird geändert. Soweit die Anlage abgebaut und veräußert werden soll, muss dies für eine Nutzung außerhalb der europäischen Strommärkte im Sinne des § 3 Nummer 18d EnWG geschehen. Die Veräußerung darf nicht für die Zwecke einer Vermarktung oder Verwendung für den Eigenverbrauch innerhalb der europäischen Strommärkte erfolgen. Nur in diesen Fällen ist gewährleistet, dass die Anlagen weiterhin ausschließlich außerhalb der Strommärkte eingesetzt und Wettbewerbsverzerrungen vermieden werden. Eine andere energiewirtschaftliche Anschlussverwendung der für die Netzreserve neu zu errichtenden Anlagen ist ausgeschlossen.

In § 9 NetzResV wird ein Absatz 4 eingefügt. Danach gelten die Absätze 2 und 3 auch für Rechtsnachfolger des Betreibers sowie im Fall der Veräußerung der Anlage für deren Erwerber. Mit dem Eintritt in die Netzreserve sind das Vermarktungsverbot und das Rückkehrverbot untrennbar mit der neu errichteten Anlage verbunden und gelten für jede Person, welche die Anlage betreibt. Dadurch soll sichergestellt werden, dass neu errichtete Anlagen dauerhaft außerhalb der Strommärkte eingesetzt werden und weder eine Veräu-

ßerung der Anlage noch eine Rechtsnachfolge diesem Grundsatz entgegensteht. Von der Bestimmung werden insbesondere die Fälle abgedeckt, dass der Erwerber nur Eigentümer der rückgebauten Anlage bzw. deren Anlagenteile wird, jedoch nicht Betreiber der Anlage im Sinn eines Netzreservebetriebs.

Absatz 4 gilt für sämtliche Fälle des Absatzes 3 und somit auch für Teilveräußerungen der Anlage nach Absatz 3 Nummer 3.

Zu Nummer 11 (§ 10 NetzResV)

Zu Buchstabe a

Die Änderungen in § 10 Absatz 1 NetzResV sind redaktionelle Folgeänderungen aufgrund der Neufassung der §§ 13ff. EnWG.

Zu Buchstabe b

Die Aufhebung von Absatz 2 ist Folgeänderung zu der Änderung der Definition einer vorläufigen Stilllegung im Sinne von § 13b Absatz 3 Satz 1 EnWG. Nach bisheriger Rechtslage waren vorläufige Stilllegungen Maßnahmen, die bewirken, dass die Anlage nicht innerhalb einer Woche ab Anforderung durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes wieder in den Betriebszustand versetzt werden kann, um eine angeforderte Anpassung der Einspeisung umzusetzen. Die Änderung der Definition der vorläufigen Stilllegung führt dazu, dass Stilllegungen auch dann als vorläufig anzusehen sind, wenn die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft bis zu ein Jahr in Anspruch nimmt. Damit wird den Erfordernissen der Praxis Rechnung getragen. Durch die Legaldefinition in § 13b Absatz 3 Satz 1 EnWG ist die Regelung in § 10 Absatz 2 NetzResV entbehrlich. Die Regelung wird daher aufgehoben.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung aufgrund der Neufassung der §§ 13ff. EnWG.

Zu Buchstabe d

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung aufgrund der Neufassung der §§ 13ff. EnWG.

Zu Buchstabe e

Die bisherige Regelung des § 10 Absatz 5 der Reservekraftwerksverordnung wurde in den § 13b Absatz 1 Satz 3 EnWG verschoben, da er sachlich eng mit den dortigen Regelungen zusammenhängt, und wird daher gestrichen.

Zu Nummer 12 (§ 11 NetzResV)

Zu Buchstabe a

§ 11 Absatz 1 NetzResV ist aufgrund der Regelungen in dem neuen § 13c Absatz 2 und 3 EnWG nicht mehr erforderlich und wird daher aufgehoben.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine rein redaktionelle Änderung.

Zu Doppelbuchstabe bb

Zu Dreifachbuchstabe aaa

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen.

Zu Dreifachbuchstabe bbb

§ 11 Absatz 2 Nummer 2 und 3 NetzResV wird neu gefasst und die Bezugnahme auf die Kostenerstattung durch die Bezugnahme auf die Auslagenerstattung ersetzt. Zudem werden aufgrund der Neufassung der §§ 13ff. EnWG redaktionelle Folgeänderungen vorgenommen.

Nach der neu eingefügten Nummer 3 erster Halbsatz umfasst der Anspruch auf angemessene Vergütung bei vorläufigen Stilllegungen auch den Werteverbrauch der technischen Anlagen, wenn und soweit die technischen Anlagen in der Netzreserve tatsächlich eingesetzt werden. Der zweite Halbsatz verweist im Hinblick auf das Verfahren der Ermittlung des anteiligen Werteverbrauchs auf § 13c Absatz 1 Satz 3 EnWG.

Durch die Regelung wird ein Gleichlauf zu der Erstattung von Werteverbräuchen endgültig stillgelegter Anlagen erreicht. Es wird insoweit auf die Begründung zu Artikel 6 Nummer 7 zu dem neu eingefügten § 6 Absatz 1 Satz 4 NetzResV verwiesen.

Anders als bei der endgültigen Stilllegung sind im Falle der vorläufigen Stilllegung keine Opportunitätskosten zu erstatten, da eine Anschlussverwendung der Grundstücke und Anlagen oder Anlagenteile im Strommarkt grundsätzlich möglich ist. Die Erstattung von Opportunitätskosten würde im Falle der vorläufigen Stilllegung zu erheblichen Marktverzerrungen führen.

Zu Buchstabe c

Der Zeitraum, für den eine vorläufig stillgelegte Anlage in der Netzreserve gebunden wird, wird entsprechend der Änderungen in § 13c Absatz 2 EnWG von fünf auf vier Jahre verkürzt. Ein fünfjähriges Verbot der Teilnahme am Strommarkt hat sich bei vorläufigen Stilllegungen in der Praxis als zu lang erwiesen. Aufgrund der sich derzeit schnell ändernden Rahmenbedingungen kann für eine Anlage, die zum Zeitpunkt der vorläufigen Stilllegung unrentabel ist, schon wenige Jahre nach der vorläufigen Stilllegung eine Teilnahme am Strommarkt wieder wirtschaftlich sein. Daher soll der Zeitraum des Verbots der Teilnahme am Strommarkt verkürzt werden. Bezüglich der Änderungen wird im Übrigen auf die Begründung zu Artikel 1 Nummer 9 verwiesen. Die Regelung in Satz 2 ist eine redaktionelle Änderung bedingt durch die Änderungen in Artikel 1 Nummer 9.

Zu Buchstabe d

Der Regelungsinhalt des bisherigen § 11 Absatz 4 NetzResV ist in dem neuen § 13c Absatz 2 EnWG enthalten. § 11 Absatz 4 NetzResV wird daher gestrichen.

Zu Nummer 13 (§ 12 NetzResV)

Die Änderung des § 12 NetzResV ist eine Folgeänderung, bedingt durch die Verschiebung von Regelungsteilen des bisherigen Absatzes 1 in das Energiewirtschaftsgesetz.

§ 7 NetzResV ist im Hinblick auf die Art des Einsatzes der in § 12 NetzResV genannten Anlagen anzuwenden. Die Änderungen im Übrigen dienen der Einheitlichkeit mit den Regelungen der Vergütung für endgültig stillgelegte Anlagen. Dazu werden die einzelnen Vergütungsbestandteile ausdrücklich genannt.

Zu Nummer 14 (§§ 13 und 14 NetzResV)

§ 13 der Reservekraftwerksverordnung enthielt bisher Sonderregelungen und eine Evaluierungsnorm. Die Regelung bezieht sich auf die Vergangenheit und ist daher obsolet. Die Evaluierung der Netzreserve wird in § 63 Absatz 2a EnWG geregelt. Daher wird § 13 aufgehoben.

§ 14 der Reservekraftwerksverordnung, der in Absatz 2 das Außerkrafttreten der Verordnung mit Ablauf des 31. Dezember 2017 regelt, wird ebenfalls aufgehoben. Die Laufzeit der Verordnung wird über den 31. Dezember 2017 hinaus verlängert. Hintergrund hierfür ist, dass sich das System der Netzreservevorhaltung in der Praxis bewährt hat und zumindest noch bis zum Jahr 2023 und abhängig von einer Evaluierung nach § 63 Absatz 2a EnWG gegebenenfalls auch darüber hinaus Anwendung finden soll. Daher wird § 14 aufgehoben.

Zu Artikel 7 (Änderung der Elektrizitätssicherungsverordnung)

Dem § 1 der Elektrizitätssicherungsverordnung wird ein neuer Absatz 6 angefügt. Demnach sind die Betreiber von Übertragungsnetzen berechtigt und verpflichtet, stillzulegende Anlagen nach § 13g EnWG während der Dauer des Verbots der endgültigen Stilllegung einzusetzen, sofern dadurch eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems beseitigt und der lebenswichtige Bedarf an Elektrizität gedeckt werden kann. Damit ist einerseits klargestellt, dass diese Anlagen erst dann herangezogen werden dürfen, wenn auch Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG nicht ausreichen, um eine Versorgungsstörung für lebenswichtigen Bedarf im Sinne des § 1 des Energiesicherungsgesetzes abzuwenden und eine Gefährdung oder Störung der Energieversorgung eingetreten ist. Andererseits steht die Maßnahme der Betreiber von Übertragungsnetzen unter dem Vorbehalt, dass der Lastverteiler eine andere Verfügung trifft. Der Lastverteiler berücksichtigt die Maßnahme gemäß § 1 Absatz 3 Elektrizitätssicherungsverordnung bei der Prüfung der Verhältnismäßigkeit seiner Verfügungen.

Zu Artikel 8 (Änderung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung)

Es handelt sich um Folgeänderungen auf Grund der Einführung des Marktstammdatenregisters nach § 111e EnWG und der diesbezüglichen Änderung der Bestimmung zum Anlagenregister nach § 6 EEG 2014.

Zu Artikel 9 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes)**Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)**

Entsprechend der Änderungen durch Artikel 9 Nummer 2 dieses Gesetzes wird die Inhaltsübersicht angepasst.

Zu Nummer 2 (§ 6 EEG 2014)

Der bisherige § 6 EEG 2014 zum Anlagenregister wird im Hinblick auf das geplante Marktstammdatenregister nach § 111e EnWG neu gefasst. Das Anlagenregister der BNetzA zur Erfassung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Grubengas wurde mit der EEG-Reform 2014 eingeführt und ist seit August 2014 in Betrieb. Anlagenbetreiber müssen seitdem neu errichtete sowie in bestimmten Fällen auch Bestandsanlagen an die BNetzA melden. Dies dient u. a. der Bestimmung der maßgeblichen Förderhöhen für die Energieträger Wind an Land, Biomasse und Photovoltaik nach § 28 ff. EEG 2014.

Mit Einführung des Marktstammdatenregisters bedarf es keines separaten Anlagenregisters für erneuerbare Energien mehr, da das Marktstammdatenregister die damit verbundenen Aufgaben vollumfänglich erfüllen soll. Der neu gefasste § 6 EEG 2014 reflektiert

diese Integration des Anlagenregisters und trifft die notwendigen Bestimmungen für den Übergangszeitraum.

Zu Absatz 1

Satz 1 bestimmt, dass im Marktstammdatenregister nach § 111e EnWG Daten über Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengasanlagen erfasst werden. Insofern muss der Verordnungsgeber in einer Rechtsverordnung nach § 111f EnWG auch die notwendigen Regelungen zur Registrierung solcher Anlagen treffen. Satz 2 legt die Ziele fest, denen die Datenerfassung von Erneuerbare-Energien-Anlagen und Grubengasanlagen dient und setzt somit den rechtlichen Rahmen für den Verordnungsgeber. Die Ziele entsprechen unverändert jenen nach § 6 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014 in der geltenden Fassung. Die Sätze 3 und 4 treffen die erforderlichen Regelungen zum Verhältnis zwischen dem bereits existierenden Anlagenregister und dem künftigen Marktstammdatenregister. Insofern wird bestimmt, dass das Anlagenregister vorerst solange fortgeführt wird, bis die technischen und organisatorischen Voraussetzungen bestehen, die aus den Zielen nach Satz 2 abgeleiteten Aufgaben – insbesondere die Umsetzung der Absenkung der Fördersätze nach Satz 1 Nummer 3 – im Marktstammdatenregister zu erfüllen.

Zu Absatz 2

Absatz 2 wird durch Inbezugnahme des § 111f Nummer 6 Buchstabe a bis d EnWG lediglich redaktionell geändert. Inhaltlich entspricht die Regelung der geltenden Fassung von § 6 Absatz 2 EEG 2014. Sie bestimmt, welche Daten mindestens von Anlagenbetreibern an das Marktstammdatenregister (bzw. übergangsweise an das Anlagenregister) übermittelt werden müssen (Angaben zur Person und Kontaktdaten, Anlagenstandort, Energieträger, installierte Leistung der Anlage, und die Angabe, ob eine Förderung in Anspruch genommen werden soll).

Zu Absatz 3

Absatz 3 regelt inhaltlich weitgehend identisch mit dem geltenden § 6 Absatz 3 EEG 2014, dass Daten über Erneuerbare-Energien-Anlagen aus Transparenzgründen veröffentlicht werden. Welche Daten im Einzelnen veröffentlicht werden, richtet sich nach der Rechtsverordnung nach § 93 Nummer 8 EEG 2014. Dabei ist der Datenschutz angemessen zu berücksichtigen, was im Falle von natürlichen Personen als Anlagenbetreiber eine Veröffentlichung von Daten zu ihrer Person sowie ihrer Kontaktdaten regelmäßig ausschließt.

Zu Absatz 4

In Absatz 4 wird wie bislang auch schon für die näheren Regelungen zum Anlagenregister auf eine Rechtsverordnung nach § 93 EEG 2014 verwiesen. Nicht mehr enthalten ist aber die noch in § 6 Absatz 4 Satz 2 EEG 2014 geltende Fassung nur als Option vorgesehene Integration des Anlagenregisters in ein umfassendes Register. Diese entfällt vor dem Hintergrund, dass die Überführung in das Marktstammdatenregister als solche von Absatz 1 zwingend vorgegeben wird. Lediglich der Zeitpunkt sowie das Nähere zur Umsetzung sind nach § 93 EEG 2014 vom Verordnungsgeber zu regeln.

Zu Nummer 3 (§ 12 EEG 2014)

Durch die Möglichkeit zur Berücksichtigung der Spitzenkappung im Rahmen der Netzplanung erhält der Netzbetreiber die Möglichkeit, sein Netz nach Maßgabe von § 11 Absatz 2 EnWG „nicht für die letzte Kilowattstunde“ auszubauen und somit bei selten auftretenden Erzeugungsspitzen bewusst nicht alle Einspeisebedarfe von konventionellen, aber auch von Erneuerbare-Energien-Anlagen befriedigen zu können. Im Rahmen des subjektiven

Rechts der Einspeisewilligen nach § 12 EEG 2014 muss diese neue Flexibilität bei der Netzplanung für den Netzbetreiber berücksichtigt werden. Dies erfolgt durch die Einfügung des Satzes 2.

Zu Nummer 4 (§ 14 EEG 2014)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung bedingt durch die Neufassung der §§ 13 ff. EnWG.

Zu Nummer 5 (§ 19 EEG 2014)

Nummer 5 fügt in § 19 EEG 2014 einen neuen Absatz 1a ein, der klarstellt, dass eine finanzielle Förderung nach dem EEG 2014 und eine Begünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 StromStG nicht miteinander kumuliert werden können, soweit der Strom durch ein Netz durchgeleitet wird.

Ansonsten läge eine Überförderung vor, da die anzulegenden Werte des EEG 2014 so kalkuliert sind, dass sie die Kosten des Anlagenbetreibers für die Anlagen voll decken. Eine Kumulierung aber, die zu einer Überförderung führt, ist nach den Vorgaben der Europäischen Kommission aus der beihilferechtlichen Genehmigung zum EEG 2014 unzulässig. Der Anlagenbetreiber muss sich also entscheiden, ob er entweder eine finanzielle Förderung nach dem EEG 2014 oder eine Begünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 StromStG in Anspruch nimmt. Die Regelung ist strommengen- und nicht anlagenbezogen. Sie gilt also nicht generell für bestimmte Anlagen, sondern nur für die durch ein Netz durchgeleiteten Strommengen, für die eine finanzielle Förderung nach dem EEG 2014 in Anspruch genommen wird. Da sich die Pflicht zu Abschlagszahlungen nach § 19 Absatz 2 EEG 2014 von dem Anspruch auf finanzielle Förderung nach Absatz 1 ableitet, besteht auch kein Anspruch auf monatliche Abschläge, soweit die Anspruchsvoraussetzung des neuen Absatz 1a nicht eingehalten wird.

Nach Satz 2 ist eine Kumulierung von EEG-Förderung und Stromsteuerbegünstigung auch nicht in Fällen kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe nach § 11 Absatz 2 EEG 2014 möglich. Dies stellt sicher, dass kaufmännisch-bilanziell weitergegebener Strom nicht bessergestellt wird als Strom, der auch physikalisch in ein Netz der allgemeinen Versorgung im Sinne von § 5 Nummer 26 EEG 2014 eingespeist wird. In Fällen des § 11 Absatz 2 EEG 2014 bezieht sich die EEG-Förderung auf die Strommengen, die lediglich kaufmännisch-bilanziell in ein Netz (im Sinne von § 5 Nummer 26 EEG 2014) angeboten werden. Physikalisch wird in solchen Fällen der Strom aus den Erneuerbare-Energien-Anlagen allerdings schon in dem Arealnetz, in dem sich die Anlage befindet, verbraucht und gelangt physikalisch nicht in das Netz für die allgemeine Versorgung. Die Stromsteuerbegünstigung wird in solchen Fällen jedoch auf den physikalisch im Arealnetz verbrauchten Strom gewährt und nicht auf die – lediglich kaufmännisch-bilanziell – in ein Netz nach § 5 Nummer 26 EEG 2014 weitergegebene Strommenge. Nach Satz 2 entfällt daher der Anspruch auf finanzielle Förderung nach dem EEG 2014 auch für lediglich kaufmännisch-bilanziell weitergegebene Strommengen, insoweit für die entsprechende physikalische Strommenge, die im Arealnetz verbraucht wird, eine Stromsteuerbegünstigung beansprucht wird.

Zu Nummer 6 (§ 20 EEG 2014)

Nummer 6 ergänzt § 20 Absatz 2 EEG 2014 um einen Satz 3. Danach ist es Voraussetzung, um eine der beiden Direktvermarktungsformen nach § 20 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 EEG 2014 zu wählen, dass die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage in viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert wird. Auch damit wird die Bilanzkreistreue weiter gestärkt. Für die Erfüllung der Bilanzkreispflichten ist es erforderlich zu wissen, wieviel Strom eine Erneuerbare-Energien-Anlage in jeder Viertelstunde ins Netz eingespeist hat. Nur dann kann auch eine ordnungsgemäße Bilanzkreisabrechnung erstellt werden. Der neue Satz 3 dient damit der weiteren Systemintegration der erneuerbaren

Energien durch die Direktvermarktung. Entsprechend gilt die Pflicht für beide Direktvermarktungsformen. Denn auch die sonstige, ungeforderte Direktvermarktung ist bilanzkreispflichtig. Für die geförderte Direktvermarktung war die viertelstündliche Bilanzierungspflicht bereits in § 33c Absatz 2 Nummer 3 EEG 2012 geregelt. Diese Regelung wurde zwar nicht in den Gesetzestext des EEG 2014 übernommen, sollte aber nicht abgeschafft werden. Vielmehr ging der Gesetzgeber davon aus, dass sich diese Pflicht bereits aus der Bilanzkreispflicht in der Direktvermarktung in Verbindung mit der StromNZV ergibt und deshalb nicht noch zusätzlich im EEG 2014 gedoppelt werden musste. Insoweit ist die Einfügung des neuen Satz 3 nur eine Klarstellung. Es ist daher grundsätzlich auch weiterhin zulässig, dass mehrere Anlagen eine gemeinsame Messeinrichtung nutzen, um ihrer Pflicht zur viertelstündlichen Messung und Bilanzierung nachzukommen.

Zu Nummer 7 (§ 24 EEG 2014)

Nummer 7 ergänzt in § 24 Absatz 1 EEG 2014 einen Satz 2, der klarstellt, wann eine negative Preisphase im Sinne von Satz 1 vorliegt. Zahlreiche Nachfragen von betroffenen Akteuren in der Folge der EEG-Novelle 2014 haben gezeigt, dass hier eine Unsicherheit besteht, auf welches Marktsegment abzustellen ist. Grund dafür ist, dass es am Spotmarkt der EPEX Spot SE mehrere Marktsegmente gibt, an denen Stundenkontrakte gehandelt werden. Das ist sowohl am vortägigen Spotmarkt („Day-ahead-Markt“) als auch am untertägigen Spotmarkt („Intraday-Markt“) der Fall.

In der klar überwiegenden Zahl der Fälle korrelieren die negativen Preisphasen am Intraday-Markt mit den entsprechenden negativen Phasen am Day-ahead-Markt. Es kann aber auch vorkommen, dass nur am Day-ahead-Markt eine entsprechende negative Preisphase auftritt, am Intraday-Markt jedoch nicht mehr. Energiewirtschaftlich betrachtet ist es richtig, auf beide Marktsegmente kumulativ abzustellen. Denn wenn zwar die Preise am Day-ahead-Markt negativ waren, sie im Intraday-Handel aber positiv sind, bedeutet das, dass tatsächlich zum Zeitpunkt der konkreten Stromlieferung die Nachfrage nach Strom das Angebot übersteigt, auch wenn es am Vortag zunächst noch einen anderen Anschein hatte.

Da es am Intraday-Markt einen kontinuierlichen Handel gibt, gibt es für jeden Stundenkontrakt zahlreiche Preise der jeweiligen Einzelgeschäfte. Eine energiewirtschaftlich sinnvolle Aussage zu Angebot und Nachfrage nach Strom im Intraday-Markt gibt der volumengewichtete Durchschnitt der Preise aller Transaktionen für die jeweilige Stunde im kontinuierlichen Intraday-Handel. Dieser Wert (und der entsprechende Wert der Day-Ahead-Auktion) sind auf der Internetseite der EPEX Spot SE abrufbar (unter www.epexspot.com/de/marktdaten/intradaycontinuous bzw. www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion).

Im Übrigen wird geprüft, ob perspektivisch ergänzende Maßnahmen ergriffen werden sollten, um etwaige negative Auswirkungen des § 24 EEG 2014 auf die Investitionssicherheit und die Förderkosten für den Ausbau erneuerbarer Energien zu begrenzen.

Zu Nummer 8 (§ 25 EEG 2014)

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Buchstabe a Doppelbuchstabe aa sichert die Einhaltung des neuen § 19 Absatz 1a EEG 2014.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Doppelbuchstabe cc

Die Regelung sichert die Einhaltung des neuen § 20 Absatz 2 Satz 3 EEG 2014.

Zu Buchstabe b

Nummer 8 Buchstabe b enthält eine redaktionelle Folgeänderung. Danach ist die Dauer der Sanktion bei Verstößen gegen den neuen § 20 Absatz 2 Satz 3 gleich lange, wie bei Verstößen gegen § 20 Absatz 2 Satz 2 EEG 2014.

Zu Nummer 9 (§ 57 EEG 2014)

Die Änderung der Regelung in § 57 Absatz 3 EEG 2014 steht in einem unmittelbaren Zusammenhang mit der Änderung des § 18 der StromNEV und der Streichung der vermiedenen Netzentgelte für neue dezentrale KWK- und Erneuerbare-Energien-Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb gegangen sind. Bislang regelte § 57 Absatz 3 EEG 2014, dass die Einnahmen aus den vermiedenen Netzentgelten, die nach § 18 Absatz 1 Satz 3 StromNEV nicht an die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen ausbezahlt werden, wenn sie eine Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in Anspruch nehmen, ins EEG-Konto fließen und die EEG-Umlage entsprechend senken.

Damit unterschied sich die Rechtslage im EEG 2014 von dem Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung, in dem die vermiedenen Netzentgelte bei KWK-Anlagen und konventionellen Anlagen an die dezentralen Einspeiser gezahlt wurden. Das KWKG tritt mit Ablauf des 31. Dezember 2020 außer Kraft. Zudem führt das BMWi im Jahr 2018 eine umfassende Evaluierung der Entwicklung der KWK-Stromerzeugung in Deutschland durch, insbesondere mit Blick auf die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und der Zielsetzung, angemessene Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb von KWK-Anlagen zu schaffen. Eine Regelung in diesem Gesetz ist daher nicht erforderlich.

Durch die Änderung des § 57 Absatz 3 EEG 2014 wird geregelt, dass nur noch die Einnahmen aus vermiedenen Netzentgelten für Erneuerbare-Energien-Anlagen, die vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb gehen und eine EEG-Förderung in Anspruch nehmen, ins EEG-Konto fließen. Die Einnahmen aus den vermiedenen Netzentgelten für neue Erneuerbare-Energien-Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden und eine Förderung nach dem EEG erhalten, fließen hingegen nicht mehr ins EEG-Konto und senken damit künftig nicht mehr die EEG-Umlage. Dies führt dazu, dass die örtlichen Netzentgelte in den Regionen mit neuen EEG-geförderten Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden, entlastet werden.

Die mittelfristige Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte trägt somit dazu bei, die regional unterschiedlichen Netzentgelte zu verringern und auf eine fairere Lastenverteilung hinzuwirken. Im Übrigen wird auf die Begründung zu Artikel 3 des Gesetzes verwiesen.

Zu Nummer 10 (§ 93 EEG 2014)

Es handelt sich um Folgeänderungen im Zusammenhang mit der Einführung des Marktstammdatenregisters nach § 111e EnWG und der daraus folgenden Neufassung des § 6 EEG 2014. § 93 EEG 2014 bleibt damit weiter die einschlägige Verordnungsermächtigung zum übergangsweise weiter bestehenden Anlagenregister. Der Verordnungsermächtigung bedarf es solange, bis dieses Register in das Marktstammdatenregister integriert wird.

Zu Nummer 11 (§ 104 EEG 2014)

Nummer 11 ergänzt in § 104 EEG 2014 einen neuen Absatz 5.

Danach sind der neue § 19 Absatz 1a, der neue § 24 Absatz 1 Satz 2 und der neue § 25 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EEG 2014 rückwirkend zum 1. Januar 2016 anzuwenden. Das stellt sicher, dass § 24 EEG 2014 für alle Anlagen, die ab diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen werden, einheitlich angewendet wird, auch wenn sie noch vor Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen werden. Entsprechendes gilt für das Exklusivitätsverhältnis zwischen EEG-Förderung und Stromsteuerbegünstigung nach § 19 Absatz 1a und § 25 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EEG 2014.

Die Anwendbarkeit des neuen § 104 Absatz 5 EEG 2014 ist schon nach seinem Wortlaut nicht auf Anlagen ab einem bestimmten Inbetriebnahmedatum beschränkt. Daher sind § 19 Absatz 1a und § 25 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EEG 2014 auf alle Anlagen anzuwenden, also auch auf solche, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind.

Der neue § 24 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014 ist hingegen nicht auf Anlagen anwendbar, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind. Grund dafür ist, dass § 24 Absatz 1 EEG 2014 nach § 24 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2014 insgesamt nicht auf Anlagen anzuwenden ist, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind.

Zu Artikel 10 (Änderung der Anlagenregisterverordnung)

Es handelt sich um eine Folgeänderung auf Grund der Änderung des § 6 EEG 2014 im Zusammenhang mit der Einführung des Marktstammdatenregisters nach § 111e EnWG.

Zu Artikel 11 (Änderung des Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften)

Die Regelung steht im Zusammenhang mit den Änderungen in § 13i Absatz 3 Nummer 2 EnWG und den Regelungen der Netzreserve. Durch die umfassenden Änderungen der Regelungen zu Stilllegungen von Anlagen und zur Netzreserve werden die schwebenden Änderungen in Artikel 2 des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, die nach Artikel 8 Absatz 2 des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften am 1. Januar 2018 in Kraft treten sollten, obsolet und können daher aufgehoben werden.

Zu Artikel 12 (Inkrafttreten, Außerkrafttreten)

Zu Absatz 1

Die Bestimmung regelt den Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes.

Zu Absatz 2

Abweichend von Absatz 1 regelt Absatz 2, dass Artikel 1 Nummer 16 (§ 51 EnWG) sowie Artikel 1 Nummer 22 Buchstabe a des Gesetzes (§ 63 Absatz 2 EnWG) erst zum 1. Januar 2017 in Kraft treten. Hintergrund hierfür ist, dass das umfassende Monitoring der Versorgungssicherheit und die dazugehörigen Berichtspflichten erst zu diesem Zeitpunkt angewendet werden sollen und vorher das bisherige Monitoring der Versorgungssicherheit erfolgt.

**Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates gem. § 6 Abs. 1 NKR-Gesetz:
Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes sowie Verordnung zur Regelung
des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazi-
tätsreserve (NKR-Nr. 3512)**

Der Nationale Normenkontrollrat hat das oben genannte Regelungsvorhaben geprüft.

Zusammenfassung

| | |
|---|--|
| Wirtschaft | |
| Jährlicher Erfüllungsaufwand | 1.320.000 Euro |
| Einmaliger Erfüllungsaufwand | 330.000 Euro |
| Verwaltung | |
| Jährliche Personalkosten (Bundeskartellamt und Bundes- netzagentur) | 6.682.000 Euro |
| Jährliche Sachkosten | 750.000 Euro |
| Einmalige Sachkosten | 1.250.000 Euro |
| Weitere Kosten | Jährlich 240 Mio. Euro Dies entspricht einer Erhöhung der Stromprei- se von unter 0,05 ct/kWh. Für einen Durch- schnittshaushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh bedeutet dies jährliche Mehr- kosten von rund 1,70 Euro. |
| Evaluierungserwägungen | Die Bundesregierung evaluiert und überwacht in regelmäßigen Abständen die Versorgungs- sicherheit unter Berücksichtigung der Netzre- serve sowie der Kapazitäts- und Klimareserve. Die BNetzA führt regelmäßig ein Monitoring durch. Daher sind auch eine periodische Eva- luierung des Gesetzes und der mit ihm verfolg- ten Ziele vorgesehen. Dazu dienen insbeson- dere die Berichtspflichten nach § 63 EnWG. |
| One in, one out-Regelung | Die Regelungsvorhaben führen im Saldo zu einem „In“ von 1,3 Mio. Euro. Die neuen Belas- tungen der Wirtschaft sollen durch Entlastun- gen kompensiert werden, die mit der Einfüh- rung eines zentralen Marktstammdatenregis- ters erreicht werden. |

Das Ressort hat die Kostenfolgen des Strommarktgesetzes und der Kapazitätsreserveverordnung abgeschätzt und in den Ausführungen zum Gesetzgebungspaket dargestellt.

Bei dem Regelungsvorhaben handelt es sich um ein weiteres von insgesamt über 30 Regelungsvorhaben zur Umsetzung der Energiewende, die dem Normenkontrollrat seit Juni 2011 zur Prüfung vorgelegt wurden. Neben der Finanzmarktregulierung handelt es sich bei der Energiewende um den Regelungsbereich mit dem größten Anstieg der Regulierungsdichte der letzten Jahre und damit sich schrittweise erhöhenden Folgekosten für Wirtschaft, Bürger und Verwaltung.

Damit einher ging ein Anstieg von Informations- und Meldepflichten der Energiewirtschaft. Der Normenkontrollrat unterstützt daher nachdrücklich das in Nr. 10 des Eckpunktepapiers der Bundesregierung vom 11. Dezember 2014 formulierte Ziel, in zwei Jahren ein Drittel und in drei Jahren die Hälfte der 500 bestehenden Meldepflichten der Energiewirtschaft abzubauen oder zu vereinfachen. Die mit dem Strommarktgesetz vorgesehene Einrichtung eines Marktstammdatenregisters stellt ein wesentliches Instrument dar, um dieses Ziel erreichen zu können. Der Normenkontrollrat begrüßt diesen Schritt daher ausdrücklich. Auch aus seiner Sicht hat das Register das Potenzial, die Bürokratiekosten der Energiewirtschaft spürbar zu reduzieren.

Das Register wird jedoch nur dann zu einer wirkungsvollen Reduzierung der Bürokratiekosten führen, wenn die im Register gesammelten Daten von den Behörden auch effektiv genutzt werden. Es sind die Daten zu erfassen, die zur Abwicklung notwendiger Meldeprozesse erforderlich sind bzw. ihre Abwicklung unterstützen. Hierzu müssen die etwa 500 Meldepflichten systematisch – unter Einbeziehung der Wirtschaft und Vollzugsbehörden – auf den Prüfstand gestellt werden. Auf dieser Grundlage sollte der konkrete Umfang der im Register erfassten Daten festgelegt werden. Anderenfalls besteht die Gefahr, dass notwendige Synergieeffekte, die durch das Register entstehen, nicht effektiv ausgeschöpft werden können, da das Register möglicherweise nicht die für die Aufhebung oder Vereinfachung bestehender Meldepflichten notwendigen Informationen enthält. Ferner hängt der Erfolg des Registers von der Qualität der erfassten Daten ab. Die Daten können nur dann bestehende Melde- und Informationspflichten der Energiewirtschaft ersetzen, wenn Vollzugsbehörden auf die Vollständigkeit und Validität der Daten vertrauen können.

Aus der Sicht des Normenkontrollrats müssen beim Aufbau und Betrieb des Marktstammregisters die Möglichkeiten der Digitalisierung (E-Government) zur Minimierung von Bürokratiekosten ausgeschöpft werden. Die Beschlüsse der Bundesregierung zur „Digitalen Agenda“ und zur IT-Konsolidierung im Bund geben dafür den Rahmen vor.

Im Einzelnen

Mit dem vorliegenden Regelungspaket (Entwürfe für ein Strommarktgesetz sowie eine Kapazitätsreserveverordnung) soll der bestehende Strommarkt weiterentwickelt werden zu einem sog. Strommarkt 2.0. So werden bis zum Jahr 2022 durch den Ausstieg aus der Kernenergie Erzeugungskapazitäten von über 10 Gigawatt stillgelegt. Gleichzeitig steigt die Bedeutung erneuerbarer Energien, die – stärker als konventionelle Kraftwerke – in bestimmten Situationen das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch gefährden können. Kernanliegen des vorliegenden Gesetzentwurfs ist daher die Gewährleistung von Versorgungssicherheit.

Das BMWi hat mit dem Strommarktgesetz ein umfassendes Maßnahmenpaket vorgelegt. Im Vordergrund stehen dabei Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und der auf Grundlage des EnWG erlassener Rechtsverordnungen. Zudem sieht das Strommarktgesetz die Ermächtigung zum Erlass einer Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung) vor.

Der Nationale Normenkontrollrat hat den Entwurf des Strommarktgesetzes sowie den Entwurf der Kapazitätsreserveverordnung geprüft und nimmt hierzu im Rahmen seines gesetzlichen Auftrags Stellung.

1. Auswirkungen auf den Erfüllungsaufwand und die weiteren Kosten

Mit Blick auf die Kostenfolgen für Wirtschaft, Bürger und Verwaltung sind insbesondere die folgenden Regelungsinhalte von Relevanz:

- Einführung einer Kapazitätsreserve und Verlängerung der Netzreserve;
- Einrichtung des Marktstammdatenregister und eines nationalen Informationsportals;
- Änderungen bei der Spitzenkappung;
- Änderungen von Meldepflichten zur Informationsbereitstellung für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber.

Das Ressort hat die Auswirkungen auf den Erfüllungsaufwand und die Weiteren Kosten nachvollziehbar dargestellt.

Danach führen das Strommarktgesetz sowie die auf Grundlage des Gesetzes erlassene Kapazitätsreserveverordnung für die Wirtschaft zu einem Erfüllungsaufwand von jährlich rund 1,3 Mio. Euro und einmalig rund 330.000 Euro.

Für die Verwaltung resultiert aus dem Gesetzgebungspaket ein Erfüllungsaufwand von jährlich 7,4 Mio. Euro und einmalig 1,25 Mio. Euro. Der jährliche Erfüllungsaufwand resultiert im Wesentlichen aus einem erforderlichen Personalmehrbedarf auf Seiten der Bundesnetzagentur von insgesamt 56,3 Stellen. Das Ressort hat in den Ausführungen zum Strommarktgesetz ausführlich begründet, wie sich dieser Personalmehrbedarf zusammensetzt.

Die Kosten für die Vorhaltung der Kapazitätsreserve und der Netzreserve werden auf die Netzentgelte gewälzt und erhöhen somit die Strompreise für Letztverbraucher. Insgesamt werden diese Kosten auf eine Größenordnung von jährlich 240 Mio. Euro geschätzt. Dies

entspricht einer Erhöhung der Strompreise von unter 0,05 ct/kWh. Für einen Durchschnittshaushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh bedeutet dies jährliche Mehrkosten von rund 1,70 Euro.

Im Einzelnen bewertet der Normenkontrollrat die wesentlichen Kostenfolgen wie folgt:

1.1. Einführung einer Kapazitätsreserve und Verlängerung der Netzreserve

Wesentliches Ziel des Gesetzgebungspakets ist die Gewährleistung von Versorgungssicherheit unter den sich verändernden Rahmenbedingungen – insbesondere im Blick auf den Ausstieg aus der Kernenergie und den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien. Vor diesem Hintergrund sieht das Gesetz die Einführung einer Kapazitäts- und Klimareserve vor. Zudem werden die Regelungen zur sog. Netzreserve über den 31. Dezember 2017 verlängert.

a) Kapazitäts- und Sicherheitsreserve

Mit der Einführung einer Kapazitätsreserve sollen zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten geschaffen werden. Auf die Reserve soll in bestimmten, außergewöhnlichen und nicht vorhersehbaren Situationen zurückgegriffen werden können, um dafür Sorge zu tragen, dass das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch erhalten bleibt. Die Reserve soll nur dann zum Einsatz kommen, wenn am Markt bzw. an der Strombörse kein ausreichendes Angebot existiert. Für Anlagen, die sich in der Kapazitätsreserve befinden, gelten ein Vermarktungsverbot am Strommarkt und ein Rückkehrverbot an den Strommarkt.

Die Bildung der Kapazitätsreserve erfolgt über ein gemeinsames Ausschreibungsverfahren der Übertragungsnetzbetreiber. Ausgeschrieben wird eine Reserveleistung von 5 Prozent der Jahreshöchstlast im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland. Das entspricht aktuell einem Volumen von 4,4 GW. Vom Grundsatz vergleichbar dem Ausschreibungsverfahren für die Förderung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen, können Anlagenbetreiber ein Preisgebot für die Bereitstellung einer Kapazitätsreserve abgeben. Soweit die Gebote die ausgeschriebene Menge übersteigen, erhalten die Bieter, die die niedrigsten anzulegenden Werte bieten, den Zuschlag.

Die Betreiber der Kapazitätsreserveanlage erhalten eine Vergütung in Höhe des Produkts aus Zuschlagswert und Gebotsmenge. Erhält ein Betreiber bspw. den Zuschlag für eine Reserveleistung von 300 MW (große Gasturbine) zu einem Zuschlagswert von 60.000 Euro pro MW erhält, beträgt seine jährliche Vergütung für die Bereitstellung der Kapazitätsreserve 18 Mio. Euro.

Die Kosten für die Einspeisung – d.h. für den Fall, dass auf die Reserve zurückgegriffen werden muss – werden von den Übertragungsnetzbetreibern separat erstattet und den Bilanzkreisverantwortlichen (Stromlieferanten) in Rechnung gestellt.

Teil des o.g. Reservevolumens bildet übergangsweise eine sog. Sicherheitsreserve. Danach verpflichten sich Betreiber von Braunkohlekraftwerken, gegen eine kostenbasierte Vergütung alte Braunkohlekraftwerke für jeweils vier Jahre in die Reserve zu überführen und nicht mehr zu betreiben.

Kostenfolgen der Kapazitäts- und Sicherheitsreserve

Das Ressort hat den Aufwand von Übertragungsnetzbetreibern und Anlagenbetreibern umfänglich abgeschätzt und für die einzelnen rechtlichen Vorgaben in der Begründung zur Kapazitätsreserveverordnung ausgewiesen. Danach führt die Einführung einer Kapazitätsreserve für die Wirtschaft zu einem Erfüllungsaufwand von jährlich rund 400.000 Euro und einmalig 110.000 Euro.

Die Kosten für die Vorhaltung der Kapazitätsreserve werden in die Netzentgelte gewälzt (Weitere Kosten). Die genaue Höhe dieser Kosten ergibt sich als Ergebnis des Ausschreibungsverfahrens. Das Ressort schätzt die jährlichen Kosten auf 100 bis 200 Mio. Euro. Wenn man von einem Mittelwert von 160 Mio. Euro ausgeht, entspricht dies einer Erhöhung der Strompreise von etwa 0,03 ct/kWh. Für einen Durchschnittshaushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh bedeutet dies Mehrkosten von rund 1,10 Euro.

b) Netzreserve

Im Jahr 2013 hat die Bundesregierung mit der Reservekraftwerksverordnung die rechtlichen Grundlagen für die Bildung einer Netzreserve geschaffen. Diese Reserve dient der Sicherstellung der Netzstabilität zur Beherrschung besonderer Belastungssituationen insbesondere in den Wintermonaten. Bisher ist die Verordnung bis Ende des Jahres 2017 befristet. Der vorliegende Entwurf des Strommarktgesetzes sieht die Entfristung der Regelungen für die Netzreserve vor.

Kostenfolgen der Netzreserve

Die rechtlichen Änderungen im Zusammenhang mit der Netzreserve – insbesondere der Erstellung einer ergänzenden Langfristanalyse hinsichtlich des Netzreservebedarfs und der Erstattung von Opportunitätskosten – führen für die Wirtschaft zu einem Erfüllungsaufwand von jährlich 188.000 Euro und einmalig 124.000 Euro.

Die mit der Verlängerung der Netzreserve verbundenen Mehrkosten für die Bereithaltung und den Einsatz von bestehenden Netzreserveanlagen belaufen sich auf 80 Mio. Euro pro Jahr (Weitere Kosten). Dies entspricht einem Anteil von rund 0,015 ct/kWh an den Strompreisen und bedeutet für einen Durchschnittshaushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh Mehrkosten von rund 0,60 Euro.

1.2. Marktstammdatenregister und Informationsportal

Mit dem Strommarktgesetz werden die rechtlichen Grundlagen für die Errichtung eines neuen Marktstammdatenregisters sowie eines nationalen Informationsportals geschaffen.

a) Marktstammdatenregister

Das Marktstammdatenregister wird bis Anfang 2017 bei der Bundesnetzagentur errichtet. Es soll alle relevanten Stammdaten über Unternehmen und Anlagen der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft umfassen. Ziel ist es, die Verfügbarkeit und Qualität energiewirtschaftlicher Daten zu verbessern. Zudem soll das Register dazu dienen, den Aufwand der Meldepflichten zu verringern. Daten, die im Marktstammdatenregister erfasst sind, sollen zukünftig genutzt und nicht doppelt bei den Meldepflichten durch Behörden abgefragt werden. Damit dient das Register der Umsetzung des Eckpunktepapiers zur weiteren Entlastung der mittelständischen Wirtschaft von Bürokratie (Nummer 10). Die nähere Ausgestaltung des Marktstammdatenregisters erfolgt durch eine Rechtsverordnung des BMWi.

Aus der Sicht des NKR müssen beim Aufbau und Betrieb des Marktstammregisters die Möglichkeiten der Digitalisierung (E-Government) zur Minimierung von Bürokratiekosten ausgeschöpft werden. Dabei sollten – soweit als möglich – neue, proprietäre Lösungen vermieden und auf vorhandene Entwicklungen, wie z.B. P23R oder aus der amtlichen Statistik, zurückgegriffen werden. Die Beschlüsse der Bundesregierung zur „Digitalen Agenda“ und zur IT-Konsolidierung im Bund geben dafür den Rahmen vor.

Kostenfolgen des Marktstammdatenregisters

Das Ressort beziffert den Personalbedarf für die Einrichtung und den Betrieb des Marktstammdatenregisters auf 7,3 Stellen.

Eine Abschätzung der Auswirkungen auf die Bürokratiekosten – insbesondere im Blick auf den Wegfall oder die Vereinfachung bestehender Informationspflichten – kann erst im Zuge der näheren Ausgestaltung des Registers sowie durch Änderung konkreter bestehender Meldepflichten erfolgen. Der NKR erwartet, dass ihn das Ressort dazu rechtzeitig

beteiligt und die damit verbundenen zusätzlichen sowie eingesparten Erfüllungsaufwände spezifiziert ermittelt.

b) Informationsportal

Bis spätestens 1. Juli 2017 errichtet und betreibt die Bundesnetzagentur eine elektronische Plattform, um der Öffentlichkeit jederzeit aktuelle Informationen insbesondere zu der Erzeugung von Elektrizität, der Last, der Menge der Im- und Exporte von Elektrizität, der Verfügbarkeit von Netzen und von Energieerzeugungsanlagen sowie zu Kapazitäten und der Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen zur Verfügung zu stellen.

Kostenfolgen des Informationsportals

Zur Bereitstellung der Informationen des Portals greift die Bundesnetzagentur im Wesentlichen auf bereits vorhandene Daten zurück. In Einzelfällen kann die Bundesnetzagentur von Übertragungsnetzbetreibern und Kraftwerksbetreibern Informationen verlangen. Den daraus resultierenden Erfüllungsaufwand der Wirtschaft beziffert das Ressort auf jährlich 7.500 Euro und einmalig auf 50.000 Euro (für die Einrichtung einer Schnittstelle zum automatisierten Datenaustausch).

Der Erfüllungsaufwand auf Seiten der Verwaltung (Bundesnetzagentur) wird auf einmalig 1,25 Mio. Euro (Entwicklungskosten) beziffert. Der jährliche Sachaufwand beträgt 750.000 Euro. Darüber hinaus setzt das Ressort einen Mehrbedarf von 7,3 Stellen an.

c) Änderungen des Berichtswesens im Bereich der Stromversorgung

Das Strommarktgesetz sieht u.a. die Einführung einer neuen Berichtspflicht des Bundeskartellamtes zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Stromversorgung vor. Die daraus resultierenden jährlichen Personalkosten beim Bundeskartellamt werden auf 182.000 Euro beziffert.

1.3. Umsetzung des Konzepts der Spitzenkappung

Zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs und der damit verbundenen Netzausbaukosten sieht das Strommarktgesetz die Umsetzung des Konzepts der sog. Spitzenkappung vor. Danach kann die Spitzenlast bei Erneuerbare-Energien-Anlagen im begrenzten Umfang abgeregelt werden, soweit dies die Kosten für den Netzausbau senkt und dazu beiträgt, negative Börsenstrompreise zu vermeiden. D.h. Verteilernetzbetreiber erhalten die Möglichkeit, ihre Netze nicht mehr auf die Aufnahme der letzten Kilowattstunde auszulegen,

sondern es auf ein zur Gewährleistung der energiewirtschaftlichen Ziele volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu dimensionieren.

Kostenfolgen

Das Ressort geht davon aus, dass jährlich 30 Netzbetreiber von dieser Möglichkeit Gebrauch machen. Der daraus resultierende Erfüllungsaufwand für Netzbetreiber wird auf insgesamt rund 280.000 Euro geschätzt und resultiert aus der notwendigen Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Berechnung der Netzplanung, der Erfüllung von Veröffentlichungspflichten sowie der Dokumentation und Mitteilung der Spitzenkappung. Für die Bundesnetzagentur ergibt sich einer Personalmehrbedarf von 3,8 Stellen.

1.4. Änderung von Meldepflichten zur Informationsbereitstellung für Übertragungsnetz- und Verteilernetzbetreiber

Das Strommarktgesetz weitet den Kreis der Verpflichteten im Rahmen des Energieinformationsnetzes aus. Künftig sind auch Betreiber von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie sowie Anbieter von Lastmanagementmaßnahmen verpflichtet, den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen relevante Informationen zur Verfügung zu stellen. Netzbetreiber sollen dadurch zusätzliche Informationen erhalten, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes umfassend beurteilen zu können.

Das Ressort beziffert den daraus resultierenden Erfüllungsaufwand für etwa 1.000 Speicheranlagenbetreiber und bis zu 1.000 Anbieter von Lastmanagement auf insgesamt 296.000 Euro.

2. Darstellung von Evaluierungserwägungen

Nach den Ausführungen zum Gesetzentwurf evaluiert und überwacht die Bundesregierung in regelmäßigen Abständen die Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung der Netzreserve sowie der Kapazitäts- und Klimareserve. Die BNetzA führt regelmäßig ein Monitoring durch. Daher sind auch eine periodische Evaluierung des Gesetzes und der mit ihm verfolgten Ziele vorgesehen. Dazu dienen insbesondere die Berichtspflichten nach § 63 EnWG.

3. One in, one out-Regelung

Das Vorblatt zum Gesetzentwurf enthält folgende Ausführungen zur ‚one in, one out‘-Regelung:

Die Bürokratiebremse der Bundesregierung wird konsequent verfolgt. Entsprechend der „One in, one out“-Regel werden die neuen Belastungen der Wirtschaft durch Entlastungen kompensiert, die mit der Einführung eines zentralen Marktstammdatenregisters erreicht werden. Das Marktstammdatenregister soll Anfang 2017 seinen Betrieb aufnehmen. Rechtliche Grundlage wird eine Rechtsverordnung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie sein. Die erforderliche Ermächtigungsgrundlage wird mit diesem Gesetz im EnWG geschaffen (§ 111f EnWG - neu -). Im Fokus steht dabei besonders der Abbau „klassischer“ Bürokratiekosten, also Informations- oder Meldepflichten. Solche Kosten, die in verschiedenen Bereichen der Energiewirtschaft entstehen, können durch die zentrale Speicherung der relevanten Daten deutlich reduziert werden. Genannt seien hier zum Beispiel das Energieinformationsnetz nach § 12 Absatz 4 EnWG, die Stammdatenmeldungen im Rahmen des Energiestatistikgesetzes, das Kraftwerksanschlussregister nach § 9 der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) oder das Herkunftsnachweisregister nach § 79 Absatz 3 EEG 2014. Das Marktstammdatenregister soll von Beginn an das Anlagenregister nach § 6 EEG 2014 ersetzen. Das Marktstammdatenregister schafft außerdem eine Vereinfachung für zahlreiche nicht gesetzliche Meldungen zwischen den Akteuren des Energiemarktes. Mit dem neuen zentralen Marktstammdatenregister wird die notwendige Grundlage geschaffen, um den gewünschten Bürokratieabbau zu erreichen und die verschiedenen Registrierungspflichten insbesondere für die Anlagenbetreiber zu bündeln und zusammenzuführen.

Dr. Ludewig
Vorsitzender

Schleyer
Berichterstatter