

Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

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 der europäische Strombinnenmarkt, 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 möglichst kosteneffizienten, flexiblen und umweltverträglichen Einsatz bestehender Kapazitäten stehen derzeit noch Hemmnisse entgegen. So wird zum Beispiel das Strompreissignal zum Teil nur verzerrt an Verbraucher und Erzeuger weitergegeben, was eine effiziente Nutzung von Strom sowie die Erschließung und den Einsatz von Flexibilitätsoptionen verhindert.

Zudem ist der deutsche Strommarkt zunehmend in den Elektrizitätsbinnenmarkt integriert und mit den europäischen Strommärkten immer stärker verbunden. Daraus folgt auch, dass Versorgungssicherheit künftig im europäischen Kontext gedacht werden muss, da der Stromhandel nicht an den Grenzen halt macht.

Vor diesem Hintergrund muss der Strommarkt reformiert werden. Diese Reform wird im Wesentlichen durch dieses Gesetz umgesetzt. Sie basiert insbesondere auf dem Grün- und dem Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Oktober 2014 und Juli 2015 veröffentlicht hat. Diese sind auf der Internetseite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/strommarkt-2-0.html>) veröffentlicht. 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 2015 von den Energieministern 12 europäischer Staaten unterzeichneten gemeinsamen Erklärung zu regionaler Kooperation bei der Gewährleistung von Stromversorgungssicherheit im Rahmen des Energiebinnenmarktes (Erklärung vom 8. Juni 2015) umgesetzt. Diese Erklärung ist auf der Internetseite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (<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>) veröffentlicht.

Der Strommarkt soll Versorgungssicherheit gewährleisten, die Ziele der Energiewende zu minimalen volkswirtschaftlichen Kosten erreichen sowie Anreize für innovative und nachhaltige Lösungen setzen. Insbesondere soll ein zuverlässiger Rahmen geschaffen

werden, damit der Strommarkt mit wettbewerblichen Bedingungen dazu beiträgt, dass Marktakteure, insbesondere Kraftwerksbetreiber und Investoren, die benötigten Kapazitäten refinanzieren können. Dafür sollen die Marktmechanismen gestärkt werden. In einem weiterentwickelten Strommarkt ist mit Strompreisen zu rechnen, die die Refinanzierung der benötigten Kapazitäten ermöglichen. Für einen effizienten Strommarkt ist die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen von entscheidender Bedeutung. Marktakteure sollen daher klare Anreize erhalten, flexibel auf Marktpreissignale zu reagieren und dadurch zu der Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien beizutragen. Der Abbau bestehender Flexibilitätshemmnisse kann so zur kosteneffizienten Transformation des Energieversorgungssystems beitragen.

Zur umweltverträglichen Stromversorgung gehört es ferner auch, dass der Stromsektor zur Erreichung der nationalen Klimaziele beiträgt: Das Ziel für 2020 sieht vor, dass Deutschland die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 Prozent im Vergleich zum Jahr 1990 verringert. Die bisher ergriffenen Maßnahmen genügen allerdings nicht, dieses Ziel zu erreichen. Deshalb hat die Bundesregierung am 3. Dezember 2014 das Aktionsprogramm Klimaschutz 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 Braunkohlekraftwerke aus dem Strommarkt schrittweise in eine Reserve überführt und nach vier Jahren Reservebetrieb stillgelegt werden. Da die Braunkohlekraftwerke im Reservebetrieb und aufgrund der frühzeitigen Stilllegung deutlich weniger Kohlendioxid ausstoßen, ist das ein substantieller Beitrag des Stromsektors zur Erreichung des nationalen Klimaschutzziels.

B. Lösung

Durch das Strommarktgesetz sollen die Rahmenbedingungen geschaffen werden, um die Stromversorgung kosteneffizient und umweltverträglich weiterzuentwickeln sowie die Versorgungssicherheit bei der Transformation des Energieversorgungssystems zu gewährleisten. Zu diesem Zweck werden die Maßnahmen des Weißbuches umgesetzt.

[Im Zuge der Konsultation des Weißbuches können Änderungen an den Regelungen des Strommarktgesetzes erforderlich werden, die entsprechend im weiteren Verfahren berücksichtigt werden.]

Aufbauend auf den bewährten Strukturen des liberalisierten Strommarktes werden 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“) Versorgungssicherheit 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 des Ausgleichsenergiesystems werden als zentrales Instrument für eine sichere Stromversorgung angepasst. Dazu werden das EnWG und die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) geändert. Die Bilanzkreisverantwortlichen werden 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 Regelenergie über die Ausgleichsenergie abzurechnen sowie Regelenergie- und Regelleistungspreise in einem Einheitspreisverfahren zu bestimmen. Entsprechend werden die Festlegungskompetenzen der BNetzA zur Gestaltung der Abrechnung von Regel- und Ausgleichsenergie ausgeweitet.

Um bestehende Kapazitäten kosteneffizienter und umweltverträglicher einzusetzen, werden Eintrittsbarrieren für Anbieter von Lastmanagementmaßnahmen und Erneuerbare-Energien-Anlagen im Regelleistungsmarkt abgebaut und dadurch der Einsatz von Flexibilitätsoptionen erleichtert. Ladesäulen für Elektromobile werden erstmals 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 können die Netzausbaukosten reduziert werden. Die Kosten für die Finanzierung der Netzinfrastruktur sollen nicht nur gesenkt, sondern auch transparent und gerecht verteilt werden. Daher 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. Zur Erhöhung der Transparenz wird ein neuer Regelungsteil in das EnWG aufgenommen. Wesentliche Inhalte 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 Kapazitäts- und Klimareserve eingeführt. Die Kapazitäts- und Klimareserve dient einerseits der Absicherung des Strommarktes, andererseits der Erreichung des nationalen Klimaschutzzieles für 2020. 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. Um neben der Gewährleistung der Versorgungssicherheit auch einen Beitrag zu leisten, um das nationale Klimaschutzziel für 2020 zu erreichen, wird ein Klimasegment eingerichtet. In dieses werden schrittweise (nur) Braunkohlekraftwerke überführt. Die Braunkohlekraftwerke bleiben für vier Jahre in der Reserve und werden anschließend stillgelegt. Durch den Reservebetrieb und die anschließende Stilllegung werden die Kohlendioxidemissionen im deutschen Stromsektor substantiell verringert.

Neben den Regelungen der Kapazitäts- und Klimareserve 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. Die Netzreserve gewährleistet zu angemessenen Kosten den sicheren Netzbetrieb und ist erforderlich, bis wichtige Netzausbauvorhaben fertiggestellt werden. Zudem werden im EnWG die Eckpunkte einer angemessenen Vergütung für Kraftwerke geregelt, die im Strommarkt von den Netzbetreibern angewiesen werden, ihre Einspeisung anzupassen. Dies trägt zur Rechtssicherheit und Rechtsklarheit bei.

Versorgungssicherheit ist von zentraler Bedeutung. Sie soll mit angemessenen Methoden fortlaufend überwacht werden. Daher veröffentlicht das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie regelmäßig einen Bericht zur Versorgungssicherheit am Strommarkt. Dieser erscheint mindestens alle zwei Jahre und betrachtet Deutschland 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/r2b gezeigt haben: im regionalen

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. Das Gesetz stellt sicher, dass die eingangs genannten Ziele erreicht werden. Im Zuge einer Gesetzesfolgenabschätzung wurden folgende Positionen 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 in einer um ein Klimasegment erweiterten Form mit diesem Gesetz umgesetzt. Ein weiterentwickelter Strommarkt und die Einführung einer Kapazitätsreserve zur Absicherung des Strommarktes sind gegenüber einem wie auch immer gearteten 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) 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 Verlängerung der Netzreserve und die Änderung der Kostenerstattung für bestehende Anlagen in der Netzreserve sowie neue Transparenzvorgaben im Strommarkt), andererseits kostenmindernd (zum Beispiel durch die Reduzierung des Netzausbaus durch die Spitzenkappung fluktuierender erneuerbarer Energien und die Änderung des Regel- und Ausgleichsenergiesystems).

Zum anderen ist davon auszugehen, dass der Strompreis am Großhandelsmarkt künftig stärker schwankt, da es vermehrt zu Stunden mit höheren oder niedrigeren Preisen kommt. Der Börsenpreis für Strom wird ebenfalls von den Energieversorgungsunternehmen an die öffentlichen Haushalte weitergegeben.

E. Erfüllungsaufwand

Die Kosten für Bürgerinnen und Bürger, 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 auch für die privaten Haushalte dadurch ergeben, dass sich das Gesetz auf die Netzentgelte und die Stromgroßhandelspreise auswirkt, die an die privaten Haushalte als Stromverbraucher weitergegeben werden (siehe oben D.).

Das Gesetz schafft keine neuen Pflichten für private Haushalte. Durch das Gesetz werden für Bürger keine neuen Informationspflichten geschaffen, keine bestehenden Pflichten geändert oder abgeschafft.

E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Der Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft wird derzeit berechnet und im weiteren Verfahren – auch im Lichte der Stellungnahmen der Verbändeanhörung – nachgetragen.

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

Der „one in one out“-Ansatz der Bundesregierung wird konsequent verfolgt. Neuen Belastungen der Wirtschaft stehen Entlastungen gegenüber, die den Zuwachs kompensieren sollen.

Diese Entlastungen sollen mit der Einführung eines zentralen Marktstammdatenregisters erreicht werden. Im Fokus stehen dabei besonders der Abbau „klassischer“ Bürokratiekosten, also Informations- oder Meldepflichten. Solche Kosten in verschiedenen Bereichen der Energiewirtschaft können durch die zentrale Speicherung der relevanten Daten deutlich reduziert werden. Genannt seien hier zum Beispiel das Energieinformationsnetz nach § 12 Absatz 4 EnWG, Stammdatenmeldungen im Rahmen des Energiestatistikgesetzes, der Datenaustausch zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern nach [§ 4 Absatz 2b KWKG], das Kraftwerksanschlussregister nach § 9 der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV), 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.

Das Gesetz schafft die notwendige normative Grundlage, um den gewünschten Bürokratieabbau mit dem Marktstammdatenregister zu erreichen und die verschiedenen Registrierungspflichten insbesondere für die Anlagenbetreiber gebündelt in dem neuen zentralen Marktstammdatenregister zusammenzuführen. 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.

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 und große Verbraucher eingeführt, die der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes und der Überwachung der Versorgungssicherheit dienen. Die Pflichten sind lediglich auf Verlangen der Netzbetreiber oder der BNetzA zu erfüllen. Die Netzbetreiber sollen im Rahmen des § 12 EnWG bezüglich der Stammdaten vorrangig auf das Marktstammdatenregister zurückgreifen. Die damit verbundenen Kosten erhöhen daher die bestehenden Bürokratiekosten durch Informationspflichten nur geringfügig. Ihre Höhe wird im weiteren Verfahren nachgetragen.

E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Einige Maßnahmen des Gesetzes erhöhen den Erfüllungsaufwand der Verwaltung. Die Kosten für den Bund, insbesondere die Mehrkosten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie durch das Monitoring der Versorgungssicherheit und die erweiterte

Berichterstattung nach § 63 EnWG, werden von den betroffenen Ressorts im Rahmen der für ihre Einzelpläne geltenden Finanzplanansätze gedeckt.

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 Kapazitäts- und Klimareserve, durch die Verlängerung der Netzreserve, durch Änderungen des Regel- und Ausgleichsenergiesystems, durch die Einführung einer neuen Berichtspflicht im Bereich der Mindesterzeugung und die neuen Vorschriften zur Transparenz. Der Verwaltungsaufwand für das Reserve-Monitoring und die Festlegungen werden im Zusammenhang mit der Verordnung zur Kapazitäts- und Klimareserve nach § 13e EnWG dargestellt. Die Kosten für die Änderung des Regel- und Ausgleichsenergiesystems erhöhen sich gegenüber den bereits heute anfallenden Kosten des Systems nur geringfügig. Der weitere Erfüllungsaufwand für die BNetzA, insbesondere durch die Einrichtung und den Betrieb einer nationalen Informationsplattform, die Erweiterung ihrer Festlegungskompetenzen und die mit der Verlängerung der Regelungen über die Netzreserve verbundenen Kosten, wird im weiteren Verfahren nachgetragen. Für die Bearbeitung der zusätzlichen Aufgaben bei der BNetzA ist zusätzliches Personal in Höhe von [56,3] Stellen erforderlich. Davon entfallen insgesamt [27,5] Stellen auf den höheren Dienst, [22,43] Stellen auf den gehobenen Dienst und [5,6] Stellen auf den mittleren Dienst. Die damit verbundenen Gesamtkosten pro Jahr belaufen sich bei der BNetzA auf rund [7.249.485 EUR].

Darüber hinaus wirkt sich das Gesetz durch eine ergänzende Berichtspflicht auf den Arbeits- und Personalaufwand beim Bundeskartellamt aus. Dieses erstellt als Teil des allgemeinen Monitorings auf den Strom- und Gasmärkten einen separaten Bericht über die Marktmachtsituation in der Stromerzeugung. 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 Bundeskartellamt 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 Bundeskartellamt auf rund 182.173 EUR.

F. Weitere Kosten

Weitere Kosten werden im weiteren Verfahren geprüft und in diesem Gesetz nachgetragen.

Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes

(Strommarktgesetz)

Vom ...

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

Artikel 1

Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Das Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 313 der Verordnung vom [XX.XX 2015 (BGBl. I S. XXXX)] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:
 - a) Die Angabe zu § 1 wird durch die folgende Angabe zu den §§ 1 und 1a ersetzt:

„§ 1 Zweck und Ziele des Gesetzes
§ 1a Grundsätze des Strommarktes und der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität“.
 - b) Die Angabe zu § 12 wird wie folgt gefasst:

„§ 12 Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen und Elektrizitätsverteilernetzen, Verordnungsermächtigung“.
 - c) Die Angabe zu § 13a wird wie folgt gefasst:

„§13a Stilllegung von Erzeugungsanlagen, Netzreserve“.
 - d) Nach der Angabe zu § 13c werden folgende Angaben zu den §§ 13d und 13e eingefügt:

„§ 13d Kapazitäts- und Klimareserve
§ 13e Verordnungsermächtigung zur Kapazitäts- und Klimareserve“.
 - e) Die Angabe zu § 53b wird gestrichen.
 - f) Nach der Angabe zu § 111c wird folgender Teil 9a eingefügt:

„Teil 9a Transparenz

§ 111d Einrichtung einer nationalen Informationsplattform

§ 111e Marktstammdatenregister

§ 111f Verordnungsermächtigung zum Marktstammdatenregister“.

2. § 1 wird wie folgt geändert:

- a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„§ 1

Zweck und Ziele des Gesetzes“

- b) Dem Absatz 3 wird folgender Absatz 4 angefügt:

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

1. die Preisbildung für Elektrizität durch wettbewerbliche Marktmechanismen zu gewährleisten und die Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher zu stärken,
 2. den Ausgleich von Angebot und Nachfrage nach Elektrizität an den Strommärkten jederzeit zu ermöglichen,
 3. dass Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten insbesondere möglichst umweltverträglich, effizient und flexibel in dem Umfang eingesetzt werden, der erforderlich ist, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, und
 4. den Elektrizitätsbinnenmarkt zu stärken sowie die Zusammenarbeit insbesondere mit den an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Staaten und mit Norwegen zu intensivieren.“
3. Nach § 1 wird folgender § 1a eingefügt:

„§ 1a

Grundsätze des Strommarktes

(1) Der Preis für Elektrizität bildet sich nach wettbewerblichen Grundsätzen frei am Markt. Die Höhe der Strompreise am Großhandelsmarkt wird regulatorisch nicht beschränkt.

(2) Das Bilanzkreis- und das Ausgleichsenergiesystem haben eine zentrale Bedeutung für die Gewährleistung der Elektrizitätsversorgungssicherheit. Daher soll die Bilanzkreistreue der Bilanzkreisverantwortlichen sichergestellt werden.

(3) Es soll insbesondere auf eine Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage hingewirkt werden. Ein Wettbewerb effizienter und flexibler Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten sowie eine effiziente Kopplung des Wärme- und des Verkehrssektors mit dem Elektrizitätssektor sollen die Kosten der Energieversorgung verringern, die Transformation zu einem nachhaltigen Energieversorgungssystem ermöglichen und die Versorgungssicherheit gewährleisten.

(4) Elektrizitätsversorgungsnetze sollen bedarfsgerecht unter Berücksichtigung des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach § 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, der Versorgungssicherheit sowie volkswirtschaftlicher Effizienz ausgebaut werden.

(5) Die Integration der Ladeinfrastruktur für Elektromobile in das Elektrizitätsversorgungssystem soll einen Beitrag zu der Transformation zu einem nachhaltigen Energieversorgungssystem leisten.

(6) Die Transparenz am Strommarkt soll erhöht und die Verfügbarkeit von Daten des Strommarkts verbessert werden.

(7) Als Beitrag zur Verwirklichung des Elektrizitätsbinnenmarktes sollen eine stärkere Einbindung des Strommarktes in die europäischen Strommärkte und eine stärkere Angleichung der Rahmenbedingungen an die der europäischen Strommärkte, insbesondere der an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Staaten sowie von Norwegen, angestrebt werden. Es sollen die notwendigen Verbindungsleitungen ausgebaut, die Marktkopplung und der grenzüberschreitende Stromhandel gestärkt sowie die Regelenergiemärkte und die vortägigen und untertägigen Spotmärkte stärker integriert werden.“

4. § 3 wird wie folgt geändert:
- a) Nach Nummer 18b werden folgende Nummern 18c und 18d eingefügt:
„18c. Erzeugungsanlage

Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie,

18d. europäische Strommärkte

die Strommärkte der Mitgliedstaaten der Europäischen Union sowie der Schweiz und von Norwegen,“

- b) In Nummer 25 wird das Wort „kaufen,“ durch die Wörter „kaufen; auch der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile gilt als Letztverbrauch,“ ersetzt.
5. § 11 wird wie folgt geändert:
- a) Nach Absatz 1c wird folgender Absatz 2 eingefügt:

„(2) Für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze nach Absatz 1 Satz 1 können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zu Grunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu drei Prozent reduziert werden darf (Spitzenkappung). Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, die für ihre Netzplanung eine Spitzenkappung zu Grunde gelegt haben, müssen dies

1. auf ihrer Internetseite veröffentlichen,
2. dem Betreiber des vorgelagerten Elektrizitätsversorgungsnetzes, dem Betreiber des Übertragungsnetzes, der Bundesnetzagentur sowie der zuständigen Landesregulierungsbehörde unverzüglich mitteilen und
3. im Rahmen der Netzplanung für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbar dokumentieren.

Die Dokumentation nach Satz 2 Nummer 3 muss der Bundesnetzagentur, der zuständigen Landesregulierungsbehörde, dem Betreiber des vorgelagerten Elektrizitätsversorgungsnetzes, dem Betreiber des Übertragungsnetzes, einem Einspeisewilligen sowie einem an das Netz angeschlossenen Anlagenbetreiber auf Verlangen unverzüglich vorgelegt werden. Die §§ 11, 14 und 15 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie die §§ 13 und 14 dieses Gesetzes bleiben unberührt. Ein Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes, der nach § 15 Absatz 2 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes Kosten für die Reduzierung der Einspeisung von mehr als drei Prozent der jährlichen Stromerzeugung einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Koppelung in Ansatz bringt, muss der Bundesnetzagentur sowie der zuständigen Landesregulierungsbehörde den Umfang der und die Ursachen für die Reduzierung der Einspeisung mitteilen und im Fall einer Spitzenkappung die Dokumentation nach Satz 2 Nummer 3 vorlegen.“

- b) Der bisherige Absatz 2 wird Absatz 3.
6. § 12 wird wie folgt geändert:
- a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„§ 12

Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, Verordnungsermächtigung“

- b) Die Absätze 4 und 5 werden durch folgende Absätze 4 bis 6 ersetzt:

„(4) Die folgenden natürlichen oder juristischen Personen müssen den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf ihr Verlangen unverzüglich die Informationen einschließlich etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse

bereitstellen, die notwendig sind, damit die Elektrizitätsversorgungsnetze sicher und zuverlässig betrieben, gewartet und ausgebaut werden können:

1. die Betreiber von Erzeugungsanlagen,
2. die Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie,
3. die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen,
4. die Betreiber von Gasversorgungsnetzen,
5. industrielle und gewerbliche Letztverbraucher,
6. Anbieter von Lastmanagement und
7. Großhändler oder Lieferanten von Elektrizität.

Zu den bereitzustellenden Informationen zählen insbesondere Stammdaten, Planungsdaten und Echtzeit-Daten. Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sollen an Stelle des Auskunftsverlangens nach Satz 1 das Marktstammdatenregister nach § 111e nutzen, sobald und soweit ihnen dieses den Zugriff auf Daten im Sinne von Satz 2 eröffnet.

(5) Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen müssen

1. sicherstellen, dass die Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, die ihnen nach Absatz 4 Satz 1 zur Kenntnis gelangen, ausschließlich so zu den dort genannten Zwecken genutzt werden, dass deren unbefugte Offenbarung ausgeschlossen ist,
2. die nach Absatz 4 erhaltenen Informationen in einer angemessenen Frist in anonymisierter Form an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie jeweils auf dessen Verlangen für die Zwecke des Monitorings nach § 51 übermitteln,
3. neben den nach Nummer 2 zu übermittelnden Informationen an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie jeweils auf dessen Verlangen in einer angemessenen Frist weitere verfügbare und für die Zwecke des Monitorings nach § 51 erforderliche Informationen und Analysen übermitteln, insbesondere verfügbare Informationen und eine gemeinsam von den Betreibern von Übertragungsnetzen in einer von dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zu bestimmenden Form zu erstellende Analyse über die grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen sowie über Angebot und Nachfrage auf den europäischen Strommärkten und zu der Höhe und der Entwicklung der Gesamtlast in den Elektrizitätsversorgungsnetzen in den vergangenen zehn Jahren im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland,
4. der Regulierungsbehörde jeweils auf deren Verlangen in einer von ihr zu bestimmenden Frist und Form für die Zwecke des Berichts nach § 63 Absatz 3a Informationen und Analysen zu der Mindesterzeugung insbesondere aus thermisch betriebenen Erzeugungsanlagen und aus Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie sowie Informationen und geeignete Analysen zur Entwicklung der Mindesterzeugung übermitteln und
5. der Regulierungsbehörde jeweils jährlich auf deren Verlangen in einer von ihr zu bestimmenden Frist und Form für die Zwecke des Monitorings nach § 51 Absatz 4 Satz 5 die Unternehmen und Vereinigungen von Unternehmen nennen, die einen Stromverbrauch von mehr als 20 Gigawattstunden jährlich haben.

(6) Die Regulierungsbehörde wird ermächtigt, nach § 29 Absatz 1 Festlegungen zu treffen zur näheren Bestimmung des Kreises der nach Absatz 4 Satz 1 Verpflichteten, zum Inhalt und zur Methodik, zu den Details der Datenweitergabe und zum Datenformat der Bereitstellung an die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen.“

7. In § 12a Absatz 1 Satz 4 werden nach dem Wort „Ländern“ die Wörter „und zur Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2“ eingefügt.
8. In § 12b Absatz 1 wird nach Satz 2 folgender Satz 3 eingefügt:
„Die Übertragungsnetzbetreiber sind im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans verpflichtet, die Regelungen zur Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 bei der Netzplanung anzuwenden.“
9. § 13 wird wie folgt geändert:
 - a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:
 - aa) In Nummer 1 wird nach dem Wort „Netzschaltungen,“ das Wort „und“ gestrichen.
 - bb) In Nummer 2 werden nach dem Wort „Engpässen“ ein Komma eingefügt und nach dem Wort „sowie“ die Wörter „Mobilisierung zusätzlicher Reserven“ gestrichen.
 - cc) Nach Nummer 2 wird folgende Nummer 3 angefügt:
„3. zusätzliche Reserven“.
 - b) Absatz 1a wird wie folgt geändert:
 - aa) In Satz 1 werden nach den Wörtern „Speicherung von elektrischer Energie“ die Wörter „und von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Erzeugungsanlagen)“ durch die Wörter „und von Erzeugungsanlagen“ ersetzt.
 - bb) In Satz 3 wird nach dem Wort „zur“ das Wort „Konkretisierung“ durch die Wörter „näheren Bestimmung“ ersetzt und werden nach den Wörtern „Anforderung durch den Betreiber von Übertragungsnetzen“ die Wörter „sowie zu Kriterien für die Bestimmung der angemessenen Vergütung“ gestrichen.
 - c) Absatz 1b wird durch die folgenden Absätze 1b und 1c ersetzt:

„(1b) Die Vergütung für eine nach Absatz 1a Satz 1 angeforderte Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung ist angemessen, wenn sie den Betreiber der Anlage weder wirtschaftlich besser noch schlechter stellt als er ohne die Maßnahme nach Absatz 1a Satz 1 stünde. Eine angemessene Vergütung nach Absatz 1a Satz 1 umfasst folgende Bestandteile, wenn und soweit diese durch die jeweilige Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung nach Absatz 1a Satz 1 auf Anforderung des Betreibers eines Übertragungsnetzes verursacht worden sind:

 1. die notwendigen Auslagen für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung (Erzeugungsauslagen),
 2. den Werteverbrauch der Anlage für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung (anteiligen Werteverbrauch) sowie
 3. die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten.

Ersparte Erzeugungsaufwendungen erstattet der Anlagenbetreiber an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber. Für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs nach Satz 2 Nummer 2 für die Anlage oder Anlagenteile auf Grund der handelsrechtlichen Restwerte ist als Schlüssel das Verhältnis aus den anrechenbaren Betriebsstunden im Rahmen von Maßnahmen nach Absatz 1a Satz 1 und den für die Anlage bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden zugrunde zu legen. Weitergehende Kosten, die dem Anlagenbetreiber auch ohne Anforderung nach Absatz 1a Satz 1 entstehen, insbesondere Betriebsbereitschaftsauslagen und eine Verzinsung des gebundenen Kapitals, werden nicht erstattet. Zur

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

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

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

(1c) Fordert der Betreiber eines Übertragungsnetzes den Betreiber einer Anlage im Sinne von Absatz 1a Satz 1 und 2, die andernfalls auf Grund einer vorläufigen Stilllegung im erforderlichen Zeitraum nicht anfahrbereit wäre, nach Absatz 1a Satz 2 dazu auf, die Betriebsbereitschaft der Anlage für Anpassungen der Einspeisung weiter vorzuhalten oder wiederherzustellen, so kann der Betreiber als angemessene Vergütung geltend machen:

1. die für die Vorhaltung und die Herstellung der Betriebsbereitschaft notwendigen Betriebsbereitschaftsauslagen (Betriebsbereitschaftsauslagen),
2. die Erzeugungsauslagen und
3. den anteiligen Werteverbrauch.

Betriebsbereitschaftsauslagen nach Satz 1 Nummer 1 sind zu erstatten, wenn und soweit diese nach dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz der Anlage durch den Übertragungsnetzbetreiber anfallen und der Vorhaltung und dem Einsatz als Netzreserve im Sinne von § 13a Absatz 4 Satz 1 zu dienen bestimmt sind. Für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs nach Satz 1 Nummer 3 für die Anlage oder Anlagenteile auf Grund der handelsrechtlichen Restwerte ist als Schlüssel das Verhältnis aus den anrechenbaren Betriebsstunden im Rahmen von Maßnahmen nach Absatz 1a Satz 2 und den für die Anlage bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden zugrunde zu legen. Nimmt der Betreiber der Anlage den Betreiber des Übertragungsnetzes auf Zahlung der Betriebsbereitschaftsauslagen in Anspruch, so darf ab diesem Zeitpunkt die Anlage für die Dauer von vier Jahren ausschließlich nach Maßgabe der von den Übertragungsnetzbetreibern angeforderten Systemsicherheitsmaßnahmen betrieben werden. Wird die Anlage nach Ablauf der Vierjahresfrist wieder eigenständig an den Strommärkten eingesetzt, so ist der Restwert investiver Vorteile, die der Betreiber der Anlage erhalten hat, zu erstatten. Maßgeblich ist der Restwert zu dem Zeitpunkt, zu dem die Anlage wieder eigenständig an den Strommärkten eingesetzt wird. Die Bundesnetzagentur kann Vorgaben zur

Ermittlung der anrechenbaren Betriebsstunden im Wege einer Festlegung nach § 29 Absatz 1 machen.“

d) Absatz 4 wird wie folgt geändert:

aa) Nach Satz 1 wird folgender Satz eingefügt:

„Satz 1 führt nicht zu einer Aussetzung der Abrechnung der Bilanzkreise durch den Übertragungsnetzbetreiber.“

bb) In dem neuen Satz 4 werden die Wörter „§ 11 Abs. 2“ durch die Wörter „§ 11 Absatz 3“ ersetzt.

cc) In dem neuen Satz 5 werden die Wörter „Sätze 2 und 3“ durch die Wörter „Sätze 3 und 4“ ersetzt.

10. § 13a wird wie folgt geändert:

a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„§ 13a

Stilllegung von Erzeugungsanlagen, Netzreserve“

b) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) Nach Satz 2 wird folgender Satz eingefügt:

„Eine Stilllegung von Anlagen vor Ablauf der Frist nach den Sätzen 1 und 2 ist zulässig, wenn der Übertragungsnetzbetreiber hierdurch keine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erwartet und er dem Anlagenbetreiber dies nach Satz 6 mitgeteilt hat.“

bb) In dem neuen Satz 4 werden nach dem Wort „aber“ die Wörter „innerhalb eines Jahres nach Anforderung durch den Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Absatz 1a Satz 2“ eingefügt und nach dem Wort „Einspeisung“ die Wörter „nach § 13 Absatz 1a Satz 1 und 2 oder Absatz 1b“ durch die Wörter „nach § 13 Absatz 1a Satz 1 und 2 oder Absatz 1c“ ersetzt.

cc) Die neuen Sätze 5 und 6 werden durch die folgenden Sätze ersetzt:

„Endgültige Stilllegungen sind Maßnahmen, die den Betrieb der Anlage endgültig ausschließen oder bewirken, dass eine Anpassung der Einspeisung nicht mehr innerhalb eines Jahres nach einer Anforderung nach § 13 Absatz 1a Satz 1 und 2 oder Absatz 1c erfolgen kann, da die Anlage nicht mehr innerhalb dieses Zeitraums betriebsbereit gemacht werden kann. Der systemverantwortliche Betreiber des Übertragungsnetzes prüft nach Eingang der Anzeige einer Stilllegung unverzüglich, ob die Anlage systemrelevant ist, und teilt dem Betreiber der Anlage und der Bundesnetzagentur das Ergebnis seiner Prüfung unverzüglich schriftlich mit. Eine Anlage ist systemrelevant, wenn ihre Stilllegung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde und diese Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann.“

c) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 4 werden nach dem Wort „systemrelevant“ die Wörter „im Sinne der Sätze 8 und 9“ durch die Wörter „nach Absatz 1 Satz 7“ ersetzt.

bb) Die Sätze 8 und 9 werden durch die folgenden Sätze ersetzt:

„Die Ausweisung erfolgt in dem Umfang und für den Zeitraum, der erforderlich ist, um die Gefährdung oder Störung abzuwenden. Sie soll eine

Dauer von 24 Monaten nicht überschreiten, es sei denn, die Systemrelevanz der Anlage wird durch eine von der Bundesnetzagentur bestätigte Systemanalyse für einen längeren Zeitraum nachgewiesen.“

d) Die Absätze 3 und 4 werden durch die folgenden Absätze 3 bis 6 ersetzt:

„(3) Der Betreiber einer Anlage, deren endgültige Stilllegung nach Absatz 2 verboten ist, muss die Anlage zumindest in einem Zustand erhalten, der eine Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13 Absatz 1a oder Absatz 1c ermöglicht, soweit dies nicht technisch oder rechtlich ausgeschlossen ist. Er hat gegenüber dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes Anspruch auf eine angemessene Vergütung für erforderliche Erhaltungsmaßnahmen nach Satz 1 (Erhaltungsauslagen) sowie der Betriebsbereitschaftsauslagen im Sinne von § 13 Absatz 1c, sofern und soweit diese nach dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz durch den Betreiber des Übertragungsnetzes nach Absatz 2 Satz 1 anfallen und der Vorhaltung und dem Einsatz als Netzreserve zu dienen bestimmt sind. Nimmt der Betreiber der Anlage den Betreiber des Übertragungsnetzes auf Zahlung der Erhaltungsauslagen oder Betriebsbereitschaftsauslagen in Anspruch, darf die Anlage bis zu ihrer endgültigen Stilllegung ausschließlich nach Maßgabe der von den Übertragungsnetzbetreibern angeforderten Systemsicherheitsmaßnahmen betrieben werden. Wird die Anlage endgültig stillgelegt, so ist der Restwert investiver Vorteile bei wiederverwertbaren Anlagenteilen, die der Betreiber der Anlage im Rahmen der Erhaltungsauslagen nach Satz 2 und der Betriebsbereitschaftsauslagen nach § 13 Absatz 1c erhalten hat, zu erstatten. Maßgeblich ist der Restwert zu dem Zeitpunkt, zu dem die Anlage nicht mehr als Netzreserve vorgehalten wird.

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

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

Ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 besteht ein Bedarf für bis zu zwei Gigawatt neu zu errichtende Erzeugungsanlagen. Die Betreiber der Übertragungsnetze bestimmen den Bedarf nach Satz 3 bis zum 30. November 2016 im Rahmen der Analysen nach § 3 der Netzreserveverordnung und binden nach Bestätigung des Bedarfs durch die Bundesnetzagentur die erforderlichen Anlagen für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 für einen Zeitraum von 15 Jahren. Für die Bindung der neu zu errichtenden Erzeugungsanlagen gelten die Regelungen des Beschaffungsverfahrens des Kapazitätssegments nach § 13d Absatz 3 und der Rechtsverordnung nach § 13e entsprechend. Betreiber von neu errichteten Erzeugungsanlagen in der Netzreserve sind zusätzlich zu den Regeln der Netzreserveverordnung auch verpflichtet, auf Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers nach den Regelungen der Rechtsverordnung nach § 13e die Einspeisung ihrer Anlage anzupassen. Über den Bedarf nach Satz 3 hinaus ist die Einbeziehung neu zu errichtender Anlagen nach Satz 2 Nummer 3 nur in begründeten Ausnahmefällen zulässig, insbesondere wenn die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems allein durch die Beschaffung einer Netzreserve

aus Anlagen nach Satz 2 Nummern 1 und Nummer 2 sowie aus Anlagen im europäischen Ausland gefährdet ist oder eine Ertüchtigung bestehender Anlagen im Vergleich zur Beschaffung einer neu zu errichtenden Anlage nicht wirtschaftlich ist. Für die Einbeziehung von Anlagen nach Satz 7 sind die Sätze 4 bis 6 entsprechend anzuwenden.

(5) Betreiber von bestehenden Anlagen, die als Netzreserve zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems verpflichtet worden sind, können unter den Voraussetzungen des § 13d auch an dem Verfahren der Beschaffung des Kapazitätssegments der Kapazitäts- und Klimareserve teilnehmen. Sind bestehende Anlagen der Netzreserve hierbei erfolgreich, erhalten sie ihre Vergütung ausschließlich nach den Vorschriften zum Kapazitätssegment der Kapazitäts- und Klimareserve. Sie müssen weiterhin auf Anweisung der Übertragungsnetzbetreiber ihre Einspeisung nach § 13 Absatz 1a Satz 2 und § 7 der Netzreserveverordnung anpassen.

(6) Unbeschadet der gesetzlichen Verpflichtungen erfolgt die Bildung der Netzreserve und der Einsatz der Anlagen der Netzreserve auf Grundlage des Abschlusses von Verträgen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Anlagenbetreibern nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Bestimmungen der Rechtsverordnung nach § 13b Absatz 1 und 2. Erzeugungsanlagen im Ausland können nach den Regelungen der Rechtsverordnung nach § 13b Absatz 1 und 2 vertraglich gebunden werden.“

11. § 13b wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) Nummer 1 wird wie folgt geändert:

aaa) Die Buchstaben a und b werden wie folgt gefasst:

„a) zur näheren Bestimmung des Adressatenkreises nach § 13 Absatz 1a und 1c und § 13a,

b) zur näheren Bestimmung der Kriterien einer systemrelevanten Anlage nach § 13a Absatz 1,“.

bbb) In Buchstabe c werden nach dem Wort „Stilllegungen“ die Wörter „und zu dem Umgang mit geplanten Stilllegungen von Erzeugungsanlagen nach § 13 Absatz 1a und 1c sowie § 13a dieses Gesetzes“ eingefügt.

ccc) In Buchstabe d werden nach dem Wort „Energie“ die Wörter „im Sinne von § 13 Absatz 1a und 1b“ durch die Wörter „im Sinne von § 13 Absatz 1a und 1c“ ersetzt.

ddd) In Buchstabe e werden nach den Wörtern „Vergütung nach“ die Wörter „§ 13 Absatz 1a und 1b“ durch die Wörter „§ 13 Absatz 1a und 1c“ ersetzt.

eee) In Buchstabe f werden die Wörter „Fünfjahresfrist nach § 13 Absatz 1b Satz 2“ durch die Wörter „Vierjahresfrist nach § 13 Absatz 1c Satz 4“ ersetzt.

bb) Nummer 2 wird wie folgt gefasst:

„2. Regelungen vorzusehen für ein transparentes Verfahren zur Bildung und zur Beschaffung einer Netzreserve aus Anlagen nach § 13a Absatz 4 zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, zu den Kriterien einer angemessenen Vergütung, zu den Anforderungen an diese Anlagen sowie zu dem Einsatz der Anlagen in der Netzreserve; hierbei können für die Einbeziehung neu zu

errichtender Anlagen auch regionale Kernanteile und Ausschreibungsverfahren vorgesehen werden.“

- b) In Absatz 3 Satz 2 Nummer 1 werden nach den Wörtern „gegenüber den“ die Wörter „nach § 13 Absatz 1a und 1b“ durch die Wörter „nach § 13 Absatz 1a und 1c“ ersetzt.

12. § 13c wird wie folgt geändert:

- a) Absatz 1 Satz 2 wird durch die folgenden Sätze ersetzt:

„Die Ausweisung erfolgt in dem Umfang und für den Zeitraum, der erforderlich ist, um die Gefährdung oder Störung abzuwenden. Sie soll eine Dauer von 24 Monaten nicht überschreiten, es sei denn, die Systemrelevanz der Anlage wird durch eine von der Bundesnetzagentur bestätigte Systemanalyse für einen längeren Zeitraum nachgewiesen.“

- b) Absatz 3 Nummer 1 wird wie folgt gefasst:

„1. zur näheren Bestimmung der Verpflichteten,“

13. Nach § 13c werden die folgenden §§ 13d und 13e eingefügt:

„§ 13d

Kapazitäts- und Klimareserve

(1) Ab dem 1. Januar 2017 wird schrittweise eine Kapazitäts- und Klimareserve außerhalb der Strommärkte gebildet. In der Reserve wird Reserveleistung aus Erzeugungsanlagen vorgehalten, die ausschließlich auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber einspeisen. Diese Reserveleistung dient dazu, im Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems Leistungsbilanzdefizite infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten im deutschen Netzregelverbund auszugleichen.

(2) Die Kapazitäts- und Klimareserve besteht aus

1. einem Segment, in dem Erzeugungsanlagen gebunden werden unabhängig davon, mit welchem Energieträger sie befeuert werden (Kapazitätssegment), und
2. einem Segment, in dem nur Erzeugungsanlagen gebunden werden, die mit Braunkohle befeuert werden (Klimasegment); dieses Segment dient auch dazu, die Kohlendioxidemissionen im Bereich der Elektrizitätsversorgung zu verringern und damit einen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele zu leisten.

(3) Die Bildung des Kapazitätssegments erfolgt im Rahmen eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens oder eines diesem hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertigen wettbewerblichen Verfahrens (Beschaffungsverfahren). Die Betreiber der Übertragungsnetze führen das Beschaffungsverfahren ab dem Jahr 2017 in regelmäßigen Abständen durch. In dem Kapazitätssegment werden Erzeugungsanlagen mit folgender Reserveleistung gebunden:

1. für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2019/2020 eine Reserveleistung von [0,8] Gigawatt,
2. für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 eine Reserveleistung von [1,7] Gigawatt,
3. für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 eine Reserveleistung von [3,1] Gigawatt und
4. für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2022/2023 vorbehaltlich des Absatzes 7 eine Reserveleistung in Höhe von fünf Prozent der durchschnittlichen

Jahreshöchstlast im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland; der zugrunde zu legende Wert der durchschnittlichen Jahreshöchstlast errechnet sich als Durchschnittswert aus der für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland für das Jahr, in dem der Erbringungszeitraum beginnt, sowie das Folgejahr prognostizierten Jahreshöchstlast; die Prognosen sind aus dem jährlichen Bericht der Bundesnetzagentur nach § 3 Absatz 1 der Netzreserveverordnung zu entnehmen; der Jahreshöchstlastwert umfasst auch Netzverluste.

Erzeugungsanlagen können wiederholt an dem Beschaffungsverfahren teilnehmen und in dem Kapazitätssegment gebunden werden. Im Rahmen des Beschaffungsverfahrens nach Satz 1 sind bei dem Umfang des Kapazitätssegments in der Planung und im Bau befindliche neu zu errichtende Erzeugungsanlagen nach § 13a Absatz 4 Satz 3 und 4 zu berücksichtigen.

(4) Die Bildung des Klimasegments erfolgt in Abstimmung mit den Betreibern der Erzeugungsanlagen. Die Betreiber erhalten die für die Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft notwendigen Kosten und Auslagen erstattet. In dem Klimasegment wird die folgende installierte Leistung jeweils für die Dauer von vier Jahren gebunden:

1. für die Leistungserbringung ab dem 1. Januar 2017 eine installierte Nettoleistung von [0,9] Gigawatt,
2. für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2017/2018 eine installierte Nettoleistung von [0,9] Gigawatt und
3. für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2018/2019 eine installierte Nettoleistung von weiteren [0,9] Gigawatt.

Die in dem Klimasegment gebundenen Erzeugungsanlagen müssen mindestens 90 Prozent der jeweils installierten Nettoleistung als Reserveleistung in der Kapazitäts- und Klimareserve zur Verfügung stellen.

(5) Die Betreiber von Erzeugungsanlagen, die in der Kapazitäts- und Klimareserve gebunden sind,

1. dürfen die gesamte Erzeugungsleistung oder Erzeugungsarbeit dieser Anlagen nicht auf den Strommärkten veräußern (Vermarktungsverbot) und
2. müssen diese Anlagen endgültig stilllegen, sobald die Anlagen nicht mehr in der Kapazitäts- und Klimareserve gebunden sind (Rückkehrverbot), wobei im Kapazitätssegment Absatz 3 Satz 4 sowie die Regelungen zur Netzreserve nach § 13 Absatz 1a und 1c sowie § 13a unberührt bleiben.

(6) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie überprüft im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit bis zum 30. Juni 2018 und dann alle zwei Jahre, in welchem Umfang Kohlendioxidemissionen durch das Klimasegment zusätzlich eingespart werden. Sofern bei der Überprüfung zum 30. Juni 2018 absehbar ist, dass durch das Klimasegment nicht 12,5 Millionen Tonnen Kohlendioxidemissionen ab dem Jahr 2020 zusätzlich eingespart werden, legen die Betreiber von Erzeugungsanlagen, die mit Braunkohle befeuert werden, bis zum 31. Oktober 2018 in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einen Vorschlag vor, mit welchen geeigneten Maßnahmen sie ab dem Jahr 2018 jährlich bis zu 1,5 Millionen Tonnen Kohlendioxidemissionen zusätzlich einsparen werden. Sofern ein abgestimmter Vorschlag nach Satz 2 nicht oder nicht rechtzeitig vorgelegt wird, kann das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie durch Rechtsverordnung nach § 13e Absatz 3 weitere installierte Leistung im Klimasegment binden.

(7) Die Bundesnetzagentur überprüft und entscheidet bis zum 31. Oktober 2018 und dann mindestens alle zwei Jahre, ob eine Anpassung des Umfangs des Kapazitätssegments erforderlich ist; hierbei muss sie den Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 63 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 zugrunde legen. Die

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

§ 13e

Verordnungsermächtigung zur Kapazitäts- und Klimareserve

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

1. zu dem Verhältnis des Kapazitätssegments zu netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 sowie zu den Anlagen der Netzreserve im Sinne von § 13a Absatz 4,
2. zu der Aktivierung und dem Abruf (Einsatz) der Anlagen, insbesondere um zu gewährleisten, dass die Anlagen in dem Kapazitätssegment ausschließlich auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber einspeisen und die Betreiber der Anlagen die Reserveleistung nicht an den Strommärkten veräußern,
3. zu Art, Zeitpunkt, Zeitraum sowie Häufigkeit, Form und Inhalt des Beschaffungsverfahrens, insbesondere
 - a) zu der jeweils zu beschaffenden Reserveleistung,
 - b) zur zeitlichen Staffelung der zu beschaffenden Reserveleistung in Teilmengen,
 - c) zu den Vorlaufzeiten und zu den Zeitpunkten der tatsächlichen Bereitstellung der Reserveleistung, die nach bestehenden oder neu zu errichtenden Kapazitätsreserveanlagen differenziert werden können,
 - d) zu der Preisbildung für die Bereitstellung und die Verfügbarkeit der Reserveleistung, einschließlich der Festlegung von Mindest- und Höchstpreisen,
 - e) zu dem Ablauf des Beschaffungsverfahrens,
 - f) zur Nachbeschaffung von Reserveleistung, insbesondere wenn die insgesamt zu beschaffende Reserveleistung voraussichtlich nicht erreicht wird, wenn ein Vertrag während der Verpflichtung zur Vorhaltung der Reserveleistung beendet wird oder wenn die Funktionsprüfung trotz Nachbesserungsmöglichkeit nicht erfolgreich ist,
4. zu den Anforderungen für die Teilnahme an dem Beschaffungsverfahren und für die Erzeugungsanlagen, insbesondere
 - a) Mindestanforderungen an die Eignung der Teilnehmer,
 - b) Anforderungen an die Größe und die Eignung der Anlagen oder Teilkapazitäten der Anlage, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems im Fall von Leistungsbilanzdefiziten zu gewährleisten,
 - c) Anforderungen zur Netz- oder Systemintegration der Anlagen des Kapazitätssegments,
 - d) Anforderungen an das Vorliegen von Genehmigungen bei Anlagen,
 - e) Anforderungen an die Erzeugungsanlagen zur Einhaltung des Rückkehrverbotes sowie zu der Art, der Form, dem Inhalt und der Höhe von

Sicherheiten zu stellen, die 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 des Kapazitätssegments sicherzustellen und zu gewährleisten, dass die Anlagen des Kapazitätssegments bis zu ihrer endgültigen Stilllegung auch im Fall einer Veräußerung der Anlage nur außerhalb der Strommärkte eingesetzt werden, und die entsprechenden Regelungen zur teilweisen oder vollständigen Rückgewährung dieser Sicherheiten,

- f) festzulegen, wie Teilnehmer an dem Beschaffungsverfahren die Einhaltung der Anforderungen nach den Buchstaben a bis e nachweisen müssen,
5. zu der Form, dem Inhalt und dem Zeitpunkt der Zuschlagserteilung im Rahmen des Beschaffungsverfahrens und zu den Kriterien für die Zuschlagserteilung,
6. zur Berücksichtigung der durch das Kapazitätssegment entstehenden Kosten der Betreiber von Übertragungsnetzen und zu den Anforderungen an einen Kostenausgleichsmechanismus zwischen den Betreibern der Übertragungsnetze,
7. zu der durch einen Zuschlag vergebenen Vergütung, insbesondere zu regeln, dass die Vergütung für die Vorhaltung der Reserveleistung als Leistungspreis in Euro pro Megawatt zu zahlen ist,
8. zu der Höhe der durch den Einsatz der Anlagen des Kapazitätssegments, für den Betrieb der Anlage in Teillast und in Vollast sowie für die Durchführung von Probeabrufen zu erstattenden Kosten, insbesondere in welcher Höhe für elektrische Arbeit pro Megawattstunde eine Kostenerstattung erfolgt,
9. zu dem Verfahren der Abrechnung der Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Anlagen des Kapazitätssegments durch die Betreiber der Übertragungsnetze,
10. zu dem Verfahren der Anpassung bestehender Verträge bei der Erteilung eines Zuschlags für Anlagen, die nach § 13 Absatz 1a und 1b sowie § 13a und der Netzreserveverordnung als Netzreserve verpflichtet und an das Netz angeschlossen sind,
11. zur Dauer der vertraglichen Verpflichtung bei bestehenden und neu zu errichtenden Anlagen des Kapazitätssegments,
12. zu der Art, den Kriterien, den Bedingungen, dem Umfang und der Reihenfolge des Einsatzes der Anlagen des Kapazitätssegments durch die Betreiber der Übertragungsnetze,
13. zur Sicherstellung, dass die Anlagen des Kapazitätssegments den Betreibern der Übertragungsnetze im Bedarfsfall für den Einsatz zur Verfügung stehen sowie zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen auf den Strommärkten,
14. zu den Anforderungen, die bei Anlagen des Kapazitätssegments sicherstellen sollen, dass die Anlagen von den Betreibern der Übertragungsnetze im Bedarfsfall eingesetzt werden können, insbesondere für den Fall, dass eine Anlage nicht oder verspätet aktiviert worden ist oder nicht in einem ausreichenden Umfang einspeist, und zu den Anforderungen, die bei neu zu errichtenden Anlagen die Inbetriebnahme sicherstellen sollen, insbesondere für den Fall, dass eine Anlage nicht oder verspätet in Betrieb genommen worden ist,
 - a) zu einem Verfahren für Probeabrufe und für einen Funktionstest der Anlagen, für Nachbesserungen in angemessener Frist, um die Betriebsbereitschaft und rechtzeitige Aktivierbarkeit der Anlagen zu gewährleisten, insbesondere
 - aa) die Möglichkeit vorzusehen, einen Vertrag mit einem Betreiber einer Anlage bei Vorliegen wichtiger Gründe zu beenden,

- bb) Regelungen zur nachträglichen Beschaffung von Anlagen des Kapazitätssegments vorzusehen, und
 - cc) eine Pflicht zu einer Geldzahlung oder zur Reduzierung der Vergütung vorzusehen und deren Höhe und die Voraussetzungen für die Zahlungspflicht zu regeln,
- b) zu dem Vorgehen bei erfolglosen Probeläufen, Funktionstests oder Einsätzen, insbesondere
- aa) bei der unterlassenen oder verspäteten Aktivierung einer Anlage oder bei der unterlassenen Inbetriebnahme einer neu errichteten Anlage eine Pflicht zu einer Geldzahlung vorzusehen und deren Höhe und die Voraussetzungen für die Zahlungspflicht zu regeln,
 - bb) Kriterien für einen Ausschluss von Bietern bei künftigen Beschaffungen des Kapazitätssegments zu regeln und
 - cc) die Möglichkeit vorzusehen, die im Rahmen des Beschaffungsverfahrens zu zahlende Vergütung nach Ablauf einer angemessenen Frist nicht mehr zu zahlen oder zu reduzieren und danach die Reserveleistung erneut zu vergeben, oder die Dauer oder Höhe der Vergütung nach Ablauf einer angemessenen Frist zu reduzieren,
15. zu der Art, der Form und dem Inhalt der Veröffentlichungen der Bekanntmachung von Beschaffungsverfahren, der abgegebenen Gebote und den Ergebnissen der Beschaffungsverfahren,
16. zu den zur Durchführung der Nummern 1 bis 14 zu übermittelnden Informationen und dem Schutz der in diesem Zusammenhang übermittelten Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse,
17. zu der Anpassung des Umfangs des Kapazitätssegments nach § 13d Absatz 7 und den Kriterien für diese Anpassung sowie zu bestimmen, wie der nach § 13d Absatz 3 Nummer 4 zugrunde zu legende Wert der durchschnittlichen Jahreshöchstlast berechnet wird und worauf er sich bezieht.
- (2) Zur näheren Bestimmung des Klimasegments der Kapazitäts- und Klimareserve nach § 13d Absatz 4 wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf,
- 1. zu bestimmen, welche mit Braunkohle befeuerten Erzeugungsanlagen ab welchem Zeitpunkt im Klimasegment gebunden werden; hierbei kann von dem Umfang des Klimasegments nach § 13d Absatz 4 Satz 3 in Höhe von bis zu zehn Prozent abgewichen werden,
 - 2. Regelungen im Sinne des Absatzes 1 Nummer 1, 2, 6 bis 14 und 16 auch für das Klimasegment vorzusehen, wobei zwischen dem Kapazitäts- und dem Klimasegment differenziert werden kann,
 - 3. die Vergütung nach § 13d Absatz 4 Satz 2 näher zu bestimmen; hierbei kann insbesondere vorgesehen werden, dass die für die Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft notwendigen Kosten und Auslagen erstattet werden und wie diese Kosten und Auslagen ermittelt und nachgewiesen werden; für diese Auslagen können auch Pauschalen angesetzt werden,
 - 4. Regelungen zu der Überprüfung des Klimasegments nach § 13d Absatz 6 und den Kriterien für diese Überprüfung vorzusehen.
- (3) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf, den Umfang des Klimasegments abweichend von § 13d Absatz 4 Satz 3 festzulegen,

insbesondere weitere installierte Leistung für die Zeit ab dem Winterhalbjahr 2018/2019 oder folgende Winterhalbjahre im Klimasegment zu binden, soweit dies auf Grund von § 13d Absatz 6 erforderlich ist. Die Verordnung nach Satz 1 bedarf der Zustimmung des Bundestages.

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

1. im Anwendungsbereich des Kapazitätssegments zur näheren Bestimmung der Regelungen nach Absatz 1 Nummer 1 bis 17 und
 2. im Anwendungsbereich des Klimasegments zur näheren Bestimmung der Regelungen nach Absatz 2 Nummer 2 in Verbindung mit Absatz 1 Nummer 1, 2, 6 bis 14 und 16 und nach Absatz 2 Nummer 3.“
14. In § 14 Absatz 1 Satz 1 werden die Wörter „Die §§ 12 und 13“ durch die Wörter „Die §§ 12, 13, 13a und § 13c sowie die auf Grundlage des § 13b erlassenen Rechtsverordnungen“ ersetzt.
15. § 16 Absatz 3 wird wie folgt gefasst:
- „(3) Im Falle einer Anpassung nach Absatz 2 ruhen bis zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung alle hiervon jeweils betroffenen Leistungspflichten. Satz 1 führt nicht zu einer Aussetzung der Abrechnung der Bilanzkreise seitens des Marktgebietsverantwortlichen. Soweit bei Vorliegen der Voraussetzungen nach Absatz 2 und Absatz 2a Maßnahmen getroffen werden, ist insoweit die Haftung für Vermögensschäden ausgeschlossen. Im Übrigen bleibt § 11 Absatz 3 unberührt.“
16. § 17 wird wie folgt geändert:
- a) In Absatz 1 werden nach den Wörtern „Gasversorgungsnetze sowie -leitungen,“ die Wörter „Ladepunkte für Elektromobile,“ eingefügt.
 - b) In Absatz 2 Satz 3 wird nach dem Wort „welche“ das Wort „konkreten“ gestrichen.
17. In § 35 Absatz 1 Nummer 12 werden nach den Wörtern „Stilllegungen von Erzeugungskapazitäten,“ die Wörter „die Möglichkeit und die vorhandenen Kapazitäten für einen Brennstoffwechsel zur Absicherung der Leistung der Erzeugungskapazitäten,“ eingefügt.
18. § 37 wird wie folgt geändert:
- a) Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(1) Wer zur Deckung des Eigenbedarfs eine Anlage zur Erzeugung von Energie betreibt oder sich von einem Dritten versorgen lässt, hat keinen Anspruch auf eine Grundversorgung zu dem Allgemeinen Preis nach § 36 Absatz 1 Satz 1. Er kann aber eine Grundversorgung durch eine Zusatz- und Reserveversorgung im Umfang und zu Bedingungen verlangen, die für den Grundversorger wirtschaftlich zumutbar sind. Satz 1 ist nicht anzuwenden für Eigenanlagen, 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.“
 - b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:
 - aa) In Satz 1 werden die Wörter „für Energieversorgungsunternehmen“ durch die Wörter „für den Grundversorger“ ersetzt.
 - bb) In Satz 2 werden nach dem Wort „Leitungsnetz“ die Wörter „des Energieversorgungsunternehmens“ durch die Wörter „im Grundversorgungsgebiet nach § 36 Absatz 1 Satz 1“ ersetzt und nach dem Wort „Niederdruckleitungsnetz“ die Wörter „des

Energieversorgungsunternehmens“ durch die Wörter „des Grundversorgungsgebietes“ ersetzt.

- c) In Absatz 3 Satz 1 wird nach dem Wort „Bedingungen“ das Wort „Versorgung“ durch die Wörter „eine Grundversorgung“ ersetzt.
19. In § 49 Absatz 4 Satz 1 werden die Wörter „öffentlich zugänglichen Ladeeinrichtungen für Elektromobile“ durch die Wörter „Ladepunkte für Elektromobile“ ersetzt.
20. § 51 wird wie folgt gefasst:

„§ 51

Monitoring der Versorgungssicherheit

(1) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie führt fortlaufend ein Monitoring der Versorgungssicherheit nach den Absätzen 2 bis 4 durch. Hierbei hat es die Befugnisse nach den §§ 12a, 12b, 14 Absatz 1a und 1b sowie nach den §§ 68, 69 und 71. Die §§ 73, 75 bis 89 und 106 bis 108 sind entsprechend anzuwenden. Bei der Durchführung des Monitorings nach den Absätzen 3 und 4 berücksichtigt es die nach § 12 Absatz 4 und 5 übermittelten Informationen.

(2) Das Monitoring nach Absatz 1 betrifft im Bereich der Versorgung mit Erdgas insbesondere

1. das heutige und künftige Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem deutschen Markt und auf dem internationalen Markt,
2. bestehende sowie in der Planung und im Bau befindliche Produktionskapazitäten und Transportleitungen,
3. die erwartete Nachfrageentwicklung,
4. die Qualität und den Umfang der Netzwartung,
5. eine Analyse von Netzstörungen und von Maßnahmen der Netzbetreiber zur kurz- und längerfristigen Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems,
6. Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger sowie
7. 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.

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

1. das heutige und künftige Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf den europäischen Strommärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes,
2. bestehende sowie in der Planung und im Bau befindliche Erzeugungskapazitäten unter Berücksichtigung von Erzeugungskapazitäten für die Netzreserve sowie die Kapazitäts- und Klimareserve,
3. bestehende Verbindungsleitungen und Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie sowie in der Planung oder im Bau befindliche Vorhaben einschließlich der in den Anlagen zum Energieleitungsausbaugesetz und zum Bundesbedarfsplangesetz genannten Vorhaben,
4. die erwartete Nachfrageentwicklung,
5. die Qualität und den Umfang der Netzwartung,

6. eine Analyse von Netzstörungen und von Maßnahmen der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zur kurz- und längerfristigen Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems einschließlich des Einsatzes von Erzeugungskapazität im Rahmen der Netzreserve sowie der Kapazitäts- und Klimareserve und
7. Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger.

Bei dem Monitoring sind auch grenzüberschreitende Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Lasten und Kraftwerksausfällen sowie der heutige und künftige Beitrag von Lastmanagement und von Netzersatzanlagen zur Versorgungssicherheit sowie Anpassungsprozesse an den Strommärkten auf Basis von Preissignalen zu analysieren und zu berücksichtigen. Zudem sollen mögliche Hemmnisse für die Nutzung von Lastmanagement und von Netzersatzanlagen dargestellt werden.

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

1. Indikatoren, die zur Messung der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes geeignet sind, sowie
2. Schwellenwerten, bei deren Überschreiten oder Unterschreiten eine Prüfung und bei Bedarf eine Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfolgt.

Bei der Messung der Versorgungssicherheit nach Satz 1 sollen wahrscheinlichkeitsbasierte Analysen vorgenommen werden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird auf eine Abstimmung mit den an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Mitgliedstaaten der Europäischen Union sowie mit der Schweiz und mit Norwegen 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 hinwirken. Zur Durchführung des Monitorings kann die Regulierungsbehörde 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 von Lastmanagement im Adressatenkreis für die Versorgungssicherheit an den Strommärkten zu analysieren. Die Regulierungsbehörde soll das Marktstammdatenregister nach § 111e nutzen, sobald und soweit darin Daten im Sinne von Satz 5 gespeichert sind. Die Regulierungsbehörde muss bei der Erfüllung ihrer Aufgaben nach Satz 5 die Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten und zum Schutz von Betriebs- oder Geschäftsgeheimnissen beachten. Auf Verlangen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie muss sie die Informationen nach Satz 5 einholen und diesem in angemessener Frist sowie in geeigneter Form zur Verfügung stellen.“

21. § 53b wird aufgehoben.
22. § 56 wird wie folgt gefasst:

„§ 56

Tätigwerden der Bundesnetzagentur beim Vollzug des europäischen Rechts

(1) Die Bundesnetzagentur nimmt die Aufgaben wahr, die den Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten mit folgenden Rechtsakten übertragen sind:

1. Verordnung (EG) Nr. 714/2009 und den auf Grundlage des Artikels 6 oder Artikel 18 dieser Verordnung erlassenen Verordnungen der Europäischen Kommission,
2. Verordnung (EG) Nr. 715/2009 und den auf Grundlage des Artikels 6 oder Artikel 23 dieser Verordnung erlassenen Verordnungen der Europäischen Kommission,
3. Verordnung (EU) Nr. 994/2010,
4. Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 und
5. Verordnung (EU) Nr. 347/2013.

Zur Erfüllung dieser Aufgaben hat die Bundesnetzagentur die Befugnisse, die ihr aufgrund der in Satz 1 genannten Verordnungen und bei der Anwendung dieses Gesetzes zustehen. Es sind die Verfahrensvorschriften dieses Gesetzes anzuwenden.

(2) Die Bundesnetzagentur nimmt die Aufgaben wahr, die den Mitgliedstaaten mit der Verordnung (EG) Nr. [X] der Europäischen Kommission übertragen worden sind. Absatz 1 Satz 2 und 3 ist entsprechend anzuwenden.“

23. In § 59 Absatz 1 Satz 2 werden nach dem Wort „Energiegroßhandelsmärkte“ die Wörter „nach § 56 Satz 1 Nummer 4“ durch die Wörter „nach § 56 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4“ ersetzt.

24. § 63 wird wie folgt geändert:

- a) Die Absätze 1a und 2 werden durch folgenden Absatz 2 ersetzt:

„(2) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlicht bis zum 31. Juli 2018 und dann mindestens alle zwei Jahre jeweils die folgenden Berichte:

1. einen Bericht zum Stand und zu der Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Erdgas sowie
2. einen Bericht zum Stand und zu der Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität.

In die Berichte nach Satz 1 sind auch die Erkenntnisse aus dem Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 51 sowie getroffene oder geplante Maßnahmen aufzunehmen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie übermittelt die Berichte nach Satz 1 jeweils unverzüglich an die Europäische Kommission.“

- b) Absatz 2a wird wie folgt gefasst:

„(2a) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlicht bis zum 31. Juli 2016 sowie für die Dauer des Fortbestehens der Maßnahmen nach § 13 Absatz 1a und 1c, den §§ 13a bis 13c und § 16 Absatz 2a mindestens alle zwei Jahre jeweils einen Bericht über die Wirksamkeit und Notwendigkeit dieser Maßnahmen. Ab dem Jahr 2018 wird der Bericht bis zum 31. Dezember und dann mindestens alle zwei Jahre veröffentlicht und umfasst auch auf Grundlage der Überprüfungen nach § 13d Absatz 6 und 7 die Wirksamkeit und Notwendigkeit von Maßnahmen nach § 13d oder der Rechtsverordnungen nach § 13e. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie evaluiert in dem zum 31. Dezember 2022 zu veröffentlichenden Bericht auch, ob eine Fortgeltung der Regelungen nach Satz 1 und der Netzreserveverordnung über den 31. Dezember 2023 hinaus zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems weiterhin notwendig ist.“

- c) In Absatz 3 Satz 2 wird die Angabe „§ 53 Absatz 3“ durch die Wörter „§ 53 Absatz 3 Satz 1“ ersetzt.

- d) Nach Absatz 3 wird folgender Absatz 3a eingefügt:

„(3a) Die Regulierungsbehörde veröffentlicht bis zum [31. März 2017], bis zum [30. November 2019] und dann mindestens alle zwei Jahre auf Grundlage der Informationen und Analysen nach § 12 Absatz 5 Nummer 4 jeweils einen Bericht über die Mindesterzeugung, über die Faktoren, die die Mindesterzeugung in den letzten zwei Jahren maßgeblich beeinflusst haben sowie über den Umfang, in dem die Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch diese Mindesterzeugung beeinflusst worden ist. In den Bericht nach Satz 1 ist auch die zukünftige Entwicklung der Mindesterzeugung aufzunehmen.“

25. In § 68a Satz 4 wird nach dem Wort „Bundesnetzagentur“ die Angabe „§ 56 Satz 2“ durch die Wörter „§ 56 Absatz 1 Satz 2“ ersetzt.
26. § 95 wird wie folgt geändert:
 - a) Absatz 1 Nummer 5 wird wie folgt geändert:
 - aa) In Buchstabe b wird das Wort „oder“ am Ende durch ein Komma ersetzt.
 - bb) In Buchstabe c werden die Wörter „einer Rechtsverordnung nach“ gestrichen und wird nach der Angabe „§ 50“ das Wort „oder“ eingefügt.
 - cc) Dem Buchstaben c wird folgender Buchstabe d angefügt:

„d) § 111f“.
 - b) Absatz 1a Nummer 2 wird wie folgt gefasst:

„2. entgegen § 12 Absatz 5 Nummer 2 und 3 die dort genannten Informationen nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig übermittelt.“
27. Nach § 111c wird folgender Teil 9a eingefügt:

„Teil 9a Transparenz

§ 111d

Einrichtung einer nationalen Informationsplattform

(1) Die Bundesnetzagentur errichtet und betreibt spätestens ab dem 1. Januar 2017 eine elektronische Plattform, um der Öffentlichkeit jederzeit die aktuellen 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 (nationale Informationsplattform). Zu dem Zweck nach Satz 1 veröffentlicht sie auf der nationalen Informationsplattform in einer für die Gebotszone der Bundesrepublik Deutschland aggregierten Form insbesondere die Daten, die von den Übertragungsnetzbetreibern nach Artikel 4 Absatz 1 in Verbindung mit den Artikeln 6 bis 17 der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Europäischen Kommission vom 14. Juni 2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments des Rates (ABl. L 163 vom 15.6.2013; Transparenzverordnung) oder von Primäreigentümern im Sinne von Artikel 2 Nummer 23 nach Artikel 4 Absatz 2 der Transparenzverordnung an den europäischen Verbund der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-Strom) übermittelt und von ENTSO-Strom veröffentlicht werden.

(2) Die Bundesnetzagentur kann die Übermittlung der Daten nach Absatz 1 Satz 2 von den Übertragungsnetzbetreibern sowie den Primäreigentümern im Sinne von Absatz 1 Satz 2 verlangen, wenn die Daten nicht unverzüglich nach den in der

Transparenzverordnung genannten Zeitpunkten durch ENTSO-Strom veröffentlicht werden oder wenn dies zur unverzüglichen Veröffentlichung der Daten erforderlich ist. In den Fällen nach Satz 1 müssen die Übertragungsnetzbetreiber sowie die Primäreigentümer auf Verlangen der Bundesnetzagentur dieser die Daten nach Absatz 1 Satz 2 über eine zum automatisierten Datenaustausch eingerichtete Schnittstelle innerhalb der von der Bundesnetzagentur gesetzten Frist zur Verfügung stellen. Die Möglichkeit der Übertragungsnetzbetreiber, Informationen zu Anlagen und deren Standorten nach Artikel 10 Absatz 4 und Artikel 11 Absatz 4 der Transparenzverordnung nicht anzugeben, bleibt hiervon unberührt. Die Bundesnetzagentur darf die ihr nach Satz 1 zur Kenntnis gelangten Daten, die Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse enthalten, nur in anonymisierter Form veröffentlichen. Die Bundesnetzagentur muss bei der Errichtung und bei dem Betrieb der nationalen Informationsplattform 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.

(3) Die Bundesnetzagentur soll die in Absatz 1 Satz 2 genannten Daten in einer für die Gebotszone der Bundesrepublik Deutschland aggregierten Form und in deutscher Sprache unter Berücksichtigung der in der Transparenzverordnung festgelegten Zeitpunkte veröffentlichen, soweit dies jeweils technisch möglich ist. Die Art der Veröffentlichung der Daten soll in einer für die Öffentlichkeit verständlichen Darstellung und in leicht zugänglichen Formaten erfolgen, um die Öffentlichkeit besser in die Lage zu versetzen, die Informationen des Strommarktes und die Wirkungszusammenhänge nachvollziehen zu können. Die Daten müssen frei zugänglich sein und von den Nutzern gespeichert werden können.

(4) Die Bundesnetzagentur kann über die Daten nach Absatz 1 Satz 2 hinaus zusätzliche ihr vorliegende Daten veröffentlichen, um die Transparenz im Strommarkt zu erhöhen. Sie muss hierbei europarechtliche und nationale Regelungen hinsichtlich der Vertraulichkeit, des Datenschutzes und der Datensicherheit beachten.

(5) Die Bundesnetzagentur wird ermächtigt, Festlegungen nach § 29 Absatz 1 zu treffen insbesondere

1. zu der Übermittlung von Daten und zu der Form der Übermittlung durch die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen,
2. zu den Zeitpunkten der Übermittlung der Daten unter Berücksichtigung der in der Transparenzverordnung festgelegten Zeitpunkte, sowie
3. zu der Übermittlung von Daten zu Erzeugungseinheiten mit einer installierten Erzeugungskapazität zwischen 10 und 100 Megawatt,

sofern die nach Nummer 1 und 3 zu übermittelnden Daten für den Zweck nach Absatz 1 Satz 1 erforderlich sind und soweit diese bei den Betreibern der Elektrizitätsversorgungsnetze vorliegen.

§ 111e

Marktstammdatenregister

(1) Die Bundesnetzagentur errichtet und betreibt ein elektronisches Verzeichnis mit energiewirtschaftlichen Daten (Marktstammdatenregister), um

1. die Verfügbarkeit und Qualität dieser Daten für die im Energieversorgungssystem handelnden Personen sowie für die zuständigen Behörden zur Wahrnehmung ihrer gesetzlichen Aufgaben zu verbessern; dies dient insbesondere auch der Gewährleistung und Überwachung der Versorgungssicherheit,

2. den Aufwand zur Erfüllung energierechtlicher Meldepflichten zu verringern und
3. die Transformation des Energieversorgungssystems gegenüber der Öffentlichkeit transparent darzustellen.

(2) Das Marktstammdatenregister umfasst Daten über die Unternehmen und Anlagen der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft; dies sind

1. in der Elektrizitätswirtschaft insbesondere Daten über
 - a) Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von elektrischer Energie sowie deren Betreiber,
 - b) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und
 - c) Bilanzkreisverantwortliche,
2. in der Gaswirtschaft insbesondere Daten über
 - a) Gasproduktionsanlagen und Speichieranlagen sowie deren Betreiber,
 - b) Betreiber von Gasversorgungsnetzen,
 - c) Marktgebietsverantwortliche und
 - d) Bilanzkreisverantwortliche.

(3) § 111d Absatz 2 Satz 5 ist entsprechend anzuwenden.

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

(5) Die Bundesnetzagentur nimmt ihre Aufgaben und Befugnisse nach den Absätzen 1 bis 4 sowie nach der Rechtsverordnung nach § 111f nur im öffentlichen Interesse wahr.

§ 111f

Verordnungsermächtigung zum Marktstammdatenregister

Zur näheren Ausgestaltung des Marktstammdatenregisters wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln:

1. zur Umsetzung des § 111e Absatz 2 die registrierungspflichtigen Personen und die zu erfassenden Energieanlagen,
2. welche weiteren Personen registriert und welche Anlagen zur Erreichung der Zwecke nach § 111e Absatz 1 erfasst werden müssen oder können; dies sind insbesondere:
 - a) Personen:
 - aa) Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen,
 - bb) Direktvermarktungsunternehmer nach § 5 Nummer 10 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,
 - cc) Strom- und Gaslieferanten, die Letztverbraucher beliefern,

- dd) Messstellenbetreiber,
 - ee) Marktteilnehmer nach Artikel 2 Nummer 7 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes,
 - ff) Betreiber von organisierten Marktplätzen nach Artikel 2 Nummer 4 der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 der Kommission über die Datenmeldung nach Artikel 8 Absatz 2 und 6 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes,
- b) Anlagen, wobei auch ihre Betreiber zur Registrierung verpflichtet werden können:
- aa) Energieverbrauchsanlagen von Unternehmen mit einer energiewirtschaftlich relevanten Leistungsaufnahme,
 - bb) Netzersatzanlagen,
 - cc) Ladepunkte für Elektromobile;
3. die Erfassung öffentlich-rechtlicher Zulassungen für Anlagen und die Registrierung ihrer Inhaber,
4. die Registrierung von Behörden, die energiewirtschaftliche Daten zur Erfüllung ihrer jeweiligen Aufgaben benötigen,
5. die Voraussetzungen und den Umfang einer freiwilligen Registrierung von Personen, die nicht nach den Nummern 1 bis 3 hierzu verpflichtet sind,
6. welche Daten übermittelt werden müssen und wer als Datenverantwortlicher zur Übermittlung verpflichtet ist; mindestens sind zu übermitteln:
- a) Kontaktdaten der zur Übermittlung der Daten verpflichteten Person,
 - b) der Standort der Anlage,
 - c) die genutzten Energieträger,
 - d) die installierte Leistung der Anlage,
 - e) technische Eigenschaften der Anlage,
 - f) Daten zum Energieversorgungsnetz, an das die Anlage angeschlossen ist,
7. das Verfahren der Datenübermittlung einschließlich der anzuwendenden Fristen einschließlich Übergangfristen sowie Anforderungen an die Art, die Formate und den Umfang der zu übermittelnden Daten,
8. die Nutzung des Marktstammdatenregisters einschließlich der Möglichkeit zum automatisierten Abruf von Daten durch
- a) die zur Registrierung verpflichteten Personen einschließlich ihrer Rechte, bestimmte Daten einzusehen und diese zu bestimmten Zwecken zu nutzen,
 - b) freiwillig registrierte Personen,
 - c) Behörden einschließlich
 - aa) ihrer Befugnis, bestimmte Daten einzusehen und zum Abgleich mit eigenen Registern und Datensätzen oder sonst zur Erfüllung ihrer gesetzlichen Aufgaben zu nutzen,
 - bb) der Regelung, welche Behörden in den Anwendungsbereich des § 111e Absatz 4 fallen, sowie im Falle der Behörden nach § 111e Absatz 4 Satz 2 die Rechte der Dateninhaber, die Übermittlung von Daten an diese Behörden zu verweigern, wenn die Voraussetzungen des § 111e Absatz 4 Satz 2 erfüllt sind; hierfür sind angemessene Übergangsfristen

vorzusehen, die es den betroffenen Behörden erlauben, ihrerseits die organisatorischen und technischen Maßnahmen zur Anpassung eigener Prozesse, Register und Datenbanken zu ergreifen,

9. die Art und den Umfang der Veröffentlichung der im Marktstammdatenregister gespeicherten Daten unter Beachtung datenschutzrechtlicher Anforderungen sowie unter Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen,
10. die Pflichten der Datenverantwortlichen, die im Marktstammdatenregister gespeicherten Daten bei Änderungen zu aktualisieren,
11. die Rechtsfolgen in Fällen der Nichteinhaltung von Verpflichtungen aufgrund einer Rechtsverordnung nach den Nummern 1, 2, 3, 6 und 7; dies umfasst unbeschadet abweichender gesetzlicher Bestimmungen insbesondere Regelungen, wonach die Inanspruchnahme einzelner oder sämtlicher der folgenden Förderungen und Begünstigungen die Datenübermittlung an das Marktstammdatenregister voraussetzt; dabei sind angemessene Übergangsfristen vorzusehen:
 - a) die finanzielle Förderung nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,
 - b) die Zahlung des Zuschlags nach [§ 4] des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes,
 - c) die Zahlung vermiedener Netznutzungsentgelte nach § 18 der Stromnetzentgeltverordnung,
 - d) Begünstigungen nach
 - aa) den §§ 60 Absatz 3, 61, 104 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,
 - bb) [§ 9 Absatz 7] des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes,
 - cc) § 19 Absatz 2 und 3 der Stromnetzentgeltverordnung,
 - dd) den §§ 20 und 20a der Gasnetzentgeltverordnung und nach § 35 der Gasnetzzugangsverordnung,
 - ee) den §§ 3, 3a, 44, 46, 47, 53a, 53b des Energiesteuergesetzes,
 - ff) § 9 des Stromsteuergesetzes;
12. nähere Vorgaben zu den Folgen fehlerhafter Eintragungen einschließlich Regelungen über Aufgaben und Befugnisse der Bundesnetzagentur zur Sicherung der Datenqualität,
13. die näheren Vorgaben zur Gewährleistung von Datensicherheit und Datenschutz; dies umfasst insbesondere Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten im Zusammenhang mit den nach Nummer 6 zu übermittelnden Daten einschließlich Aufklärungs-, Auskunfts- und Löschungspflichten,
14. das Verhältnis zu den Meldepflichten nach anderen Bestimmungen dieses Gesetzes oder hierauf erlassener Rechtsverordnungen,
15. die Ermächtigung der Bundesnetzagentur, durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 unter Beachtung der Zwecke des § 111e Absatz 1 sowie der Anforderungen des Datenschutzes zu regeln:
 - a) Definitionen der registrierungspflichtigen Personen sowie der zu übermittelnden Daten,
 - b) weitere zu übermittelnde Daten, einschließlich der hierzu Verpflichteten,
 - c) dass abweichend von einer Rechtsverordnung nach Nummer 3 oder einer Festlegung nach Buchstabe a bestimmte Daten nicht mehr zu übermitteln oder bestimmte Personen, Einrichtungen oder öffentlich-rechtliche Zulassungen nicht mehr registriert werden müssen.“

28. In den §§ 17 Absatz 2 Satz 1, 20 Absatz 2 Satz 1, 21a Absatz 6 Satz 2 Nummer 8, 27 Satz 2 und 5, 28 Absatz 2 Satz 1 und 37 Absatz 3 Satz 2 werden jeweils die Wörter „der Ziele des § 1“ durch die Wörter „des Zwecks des § 1“ ersetzt.

Artikel 2

Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen

Dem § 53 Absatz 3 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, S. 3245), das zuletzt durch Artikel 260 der Verordnung vom XX.XX 2015 (BGBl. I S. XXXX) geändert worden ist, werden folgende Sätze angefügt:

„Das Bundeskartellamt erstellt als Teil des Monitorings nach § 48 Absatz 3 Satz 1 mindestens alle zwei Jahre einen Bericht über seine Monitoringergebnisse zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie. Das Bundeskartellamt kann den Bericht unabhängig von dem Monitoringbericht nach Satz 1 veröffentlichen.“

Artikel 3

Änderung der Stromnetzentgeltverordnung

In § 18 Absatz 1 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 314 der Verordnung vom XX.XX. (BGBl. I S. XXXX) geändert worden ist, werden nach dem Wort „Erzeugungsanlagen“ die Wörter „, die vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind,“ eingefügt.

Artikel 4

Änderung der Stromnetzzugangsverordnung

Die Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 8 wird wie folgt geändert:

- a) Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

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

- b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:
 - aa) Nach Satz 4 wird folgender Satz eingefügt:

„Die Abrechnung des Betreibers von Übertragungsnetzen gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen soll den gesamten Abrechnungszeitraum vollständig umfassen.“
 - bb) In dem neuen Satz 6 werden nach den Wörtern „Die Abrechnung“ die Wörter „des Betreibers von Übertragungsnetzen gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen“ gestrichen.
- 2. § 26 Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

„(3) In den Bilanzkreisverträgen ist sicherzustellen, dass die Bilanzkreisverantwortlichen gegen angemessenes Entgelt ihren Bilanzkreis für die Bereitstellung von Minutenreserve und von Sekundärregelung öffnen, die ein Bereitsteller des eigenen Bilanzkreises über einen anderen Bilanzkreis erbringen will.“
- 3. § 27 Absatz 1 wird wie folgt geändert:
 - a) Nach Nummer 3a wird folgende Nummer 3b eingefügt:

„3b. zum Verfahren der Vergütung für Angebote von Regelenergieprodukten nach § 8 Absatz 1 Satz 3; dabei kann sie insbesondere festlegen, dass Regelarbeitspreise und Regelleistungspreise in einem Einheitspreisverfahren bestimmt werden;“
 - b) Nach Nummer 21 wird folgende Nummer 21a eingefügt:

„21a. zu den Anforderungen an die Abrechnung der Kosten für den Teil der Vorhaltung von Regelleistung, der dem Verhalten der Bilanzkreisverantwortlichen in ihrer Gesamtheit zuzurechnen ist, über die Ausgleichsenergie nach § 8 Absatz 1 Satz 1 und 2 und zu dem Verfahren der Abrechnung;“

Artikel 5

Änderung der Reservekraftwerksverordnung

Die Reservekraftwerksverordnung vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947) wird wie folgt geändert:

- 1. Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung – NetzResV)“
- 2. § 1 wird wie folgt geändert:
 - a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:
 - aa) Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Diese Verordnung regelt das Verfahren der Beschaffung der Netzreserve, den Einsatz von Anlagen in der Netzreserve nach § 13a Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie Anforderungen an Anlagen in der Netzreserve auf Grundlage von § 13b Absatz 1 Nummer 2 des Energiewirtschaftsgesetzes.“
 - bb) In Satz 2 werden die Wörter „§ 13 Absatz 1a und 1b“ durch die Wörter „§ 13 Absatz 1a und 1c“ ersetzt.

- b) In Absatz 2 Satz 3 werden nach den Wörtern „Die Bildung“ die Wörter „und der Einsatz“ gestrichen.
3. § 2 wird wie folgt geändert:
- a) In Absatz 1 werden vor dem Punkt am Satzende die Wörter „, insbesondere für die Bewirtschaftung von Netzengpässen und für die Spannungshaltung“ eingefügt.
 - b) Dem Absatz 2 wird folgender Satz angefügt:
„Für einen sicheren Netzbetrieb sollen auch systemrelevante Mehrfachfehler angemessen beherrscht werden.“
4. § 3 wird wie folgt geändert:
- a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:
 - aa) In Satz 1 wird nach dem Wort „spätestens“ die Angabe „1. Mai“ durch die Angabe „zum 30. April“ ersetzt.
 - bb) In Satz 4 werden nach dem Wort „Parameter“ die Wörter „und Szenarien“ durch die Wörter „, Szenarien, Methoden sowie 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“ ersetzt.
 - b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:
 - aa) Satz 1 wird durch die folgenden Sätze ersetzt:
„Grundlage der Prüfung ist eine von den Übertragungsnetzbetreibern jährlich gemeinsam erstellte Analyse der verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten auch im Hinblick auf deren technische Eignung für die Abwehr von Gefahren für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems einschließlich ihrer Anfahrzeiten und ihrer Laständerungsgeschwindigkeiten, der wahrscheinlichen Entwicklung der verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten im Hinblick auf den jeweils folgenden Zeitraum vom 1. Oktober bis zum 31. März (Winterhalbjahr) sowie mindestens eines der weiteren darauf folgenden vier Betrachtungsjahre und des eventuellen Bedarfs an Netzreserve (Systemanalyse). Ein Betrachtungsjahr umfasst jeweils den Zeitraum vom 1. April eines Jahres bis zum 31. März des jeweiligen Folgejahres. Ergänzend erstellen die Übertragungsnetzbetreiber im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur bis zum 30. November 2016 eine Analyse des Winterhalbjahres 2021/2022; darüber hinaus kann die Bundesnetzagentur verlangen, dass die Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich zu der Systemanalyse nach Satz 1 eine Analyse im Hinblick auf ein weiteres Betrachtungsjahr erstellen, das einen Untersuchungszeitraum nach dem in Satz 1 genannten Zeitraum abdeckt (Langfristanalyse). Die Entscheidung über weitere Untersuchungszeiträume nach Satz 1 bedarf der Zustimmung durch die Bundesnetzagentur. Bei den Analysen nach Satz 1 und 3 sind in der Planung und im Bau befindliche neu zu errichtende Erzeugungsanlagen, insbesondere nach § 13a Absatz 4 Satz 3 und 4 des Energiewirtschaftsgesetzes, zu berücksichtigen.“
 - bb) In dem neuen Satz 6 werden nach dem Wort „Beschaffung“ die Wörter „einer neuen Anlage“ durch die Wörter „einer neu zu errichtenden Anlage“ ersetzt und die Wörter „zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“ gestrichen.
 - cc) In dem neuen Satz 7 werden nach dem Wort „Parameter“ die Wörter „und Szenarien“ durch die Wörter „, Szenarien und Methoden“ ersetzt.

- dd) In dem neuen Satz 8 wird nach dem Wort „zum“ die Angabe „1. April“ durch die Angabe „1. März“ ersetzt.
- c) Absatz 3 Satz 3 wird gestrichen.
5. § 4 wird wie folgt geändert:
- a) Im Absatz 1 werden nach dem Wort „Bestätigung“ die Wörter „bis spätestens zum 1. Mai eines jeden Jahres die konkreten Anforderungen“ durch die Wörter „bis spätestens zum 30. April eines jeden Jahres die Anforderungen“ ersetzt.
- b) Dem Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:
- „Die ergänzende Langfristanalyse nach § 3 Absatz 2 Satz 3 bleibt bei dem Verfahren nach Satz 1 unberücksichtigt.“
- c) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:
- „(3) Die Übertragungsnetzbetreiber führen die Verhandlungen mit den Betreibern der Anlagen und schließen bis spätestens zum 15. September eines Jahres Verträge über die Nutzung der Anlagen für die Netzreserve ab, sofern diese im folgenden Winterhalbjahr benötigt werden. Verträge über die Nutzung der Anlagen für die Netzreserve, die frühestens im übernächsten Winterhalbjahr benötigt werden, sollen bis spätestens zum 15. Dezember abgeschlossen werden.“
6. § 5 Absatz 2 wird wie folgt geändert:
- a) In Nummer 1 werden die Wörter „§ 13a Absatz 2 Satz 8 und 9“ durch die Wörter „§ 13a Absatz 1 Satz 7“ ersetzt.
- b) In Nummer 2 werden nach dem Wort „mehr“ die Wörter „am Energiemarkt“ durch die Wörter „an den Strommärkten“ ersetzt.
7. § 6 wird wie folgt gefasst:

„§ 6

Erstattung von Kosten bestehender Anlagen

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

(2) Der Umfang der Kostenerstattung nach Absatz 1 wird in den jeweiligen Verträgen auf Grundlage der Kostenstruktur der jeweiligen Anlage nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur festgelegt. Die durch den Vertrag entstehenden Kosten der Übertragungsnetzbetreiber werden durch Festlegung der Bundesnetzagentur zu einer freiwilligen Selbstverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber nach [§ 11 Absatz 2 Satz 4] und [§ 32 Absatz 1 Nummer 4] der Anreizregulierungsverordnung in ihrer jeweils geltenden Fassung als verfahrensregulierte Kosten nach Maßgabe der hierfür geltenden Vorgaben anerkannt.

(3) Die Kostenregelung nach Absatz 1 Satz 1 umfasst weiterhin die folgenden Punkte:

1. im Rahmen der Erzeugungsauslagen wird ein Arbeitspreis in Form der notwendigen Auslagen für eine konkrete Einspeisung der Anlage gewährt;
 2. im Rahmen der Betriebsbereitschaftsauslagen werden die einmaligen Kosten für die Herstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage berücksichtigt; Kosten in diesem Sinne sind auch die Kosten erforderlicher immissionsschutzrechtlicher Prüfungen sowie die Kosten der Reparatur außergewöhnlicher Schäden;
 3. im Rahmen der Betriebsbereitschaftsauslagen wird zudem ein Leistungspreis für die Bereithaltung der betreffenden Anlage gewährt. Hierbei werden die Kosten berücksichtigt, welche dem Betreiber zusätzlich und fortlaufend auf Grund der Vorhaltung der Anlage für die Netzreserve entstehen. Der Leistungspreis kann als pauschalierter Betrag (Euro je Megawatt) zu Vertragsbeginn auf Grundlage von im konkreten Fall ermittelten Erfahrungswerten der jeweiligen Anlage festgelegt werden. Die Bundesnetzagentur kann die der Anlage zurechenbaren Gemeinkosten eines Betreibers bis zu einer Höhe von 5 Prozent der übrigen Kosten dieser Nummer pauschal anerkennen. Der Nachweis höherer Gemeinkosten durch den Betreiber ist möglich.“
8. § 7 wird wie folgt geändert:
- a) In Absatz 1 werden nach dem Wort „außerhalb“ die Wörter „des Energiemarktes“ durch die Wörter „der Strommärkte“ ersetzt.
 - b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Die Übertragungsnetzbetreiber setzen die Anlagen der Netzreserve auf Grundlage der ihnen zur Verfügung stehenden Prognosen unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen ein. Der Einsatz erfolgt nachrangig zu geeigneten Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Nummer 1 und 2 sowie Absatz 1a des Energiewirtschaftsgesetzes, soweit diese zur Gewährleistung der Systemsicherheit nach § 2 Absatz 2 ausreichend sind.“
9. § 8 wird wie folgt gefasst:

„§ 8

Ausnahmefall der Beschaffung neu zu errichtender Anlagen für die Netzreserve

(1) Neu zu errichtende Anlagen können über den Bedarf nach § 13a Absatz 4 Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes hinaus nur in die Netzreserve einbezogen werden, wenn die Übertragungsnetzbetreiber einen entsprechenden Bedarf darlegen. Ein Bedarf nach Satz 1 besteht,

1. sofern 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, oder
2. sofern und soweit eine Ertüchtigung bestehender Anlagen im Vergleich zur Beschaffung einer neu zu errichtenden Anlage nicht wirtschaftlich ist.

Ein Bedarf nach Satz 2 kann sich insbesondere auf Grund der ergänzenden Langfristanalyse nach § 3 Absatz 2 Satz 3 ergeben.

(2) Soweit die Bundesnetzagentur einen Bedarf für die Beschaffung einer neu zu errichtenden Anlage bestätigt, ist der betroffene Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und im Rahmen der Möglichkeiten verpflichtet, neu zu errichtende Anlagen für die Netzreserve im entsprechenden Umfang unverzüglich zu beschaffen.

(3) Der Übertragungsnetzbetreiber muss die Errichtung und den Betrieb der Anlage in einem transparenten, diskriminierungsfreien Verfahren nach den Vorgaben der Sektorenverordnung vom 23. September 2009 (BGBl. I S. 3110), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist, in ihrer jeweils geltenden Fassung ausschreiben.

(4) Soweit im Rahmen des Verfahrens nach Absatz 2 kein ausreichendes Ergebnis erzielt werden kann, soll der Übertragungsnetzbetreiber nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur neu zu errichtende Anlagen als besonderes netztechnisches Betriebsmittel an geeigneter Stelle errichten und betreiben. Im Hinblick auf die Art des Einsatzes der Anlage während und nach Ende der Nutzung im Rahmen der Netzreserve ist § 7 entsprechend anzuwenden. Die durch die neue Anlage verursachten Kosten der Übertragungsnetzbetreiber werden durch Festlegung der Bundesnetzagentur zu einer freiwilligen Selbstverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 11 Absatz 2 Satz 4 und § 32 Absatz 1 Nummer 4 der Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 9. März 2015 (BGBl. I S. 279) geändert worden ist, in ihrer jeweils geltenden Fassung als verfahrensregulierte Kosten nach Maßgabe der hierfür geltenden Vorgaben anerkannt.“

10. § 9 wird wie folgt geändert:

a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„§ 9

Wesentliche Bestandteile des Vertrags bei neu zu errichtenden Anlagen“.

b) Absatz 3 wird wie folgt geändert:

aa) Nach dem Wort „Netzreserve“ wird das Wort „ausschließlich“ eingefügt.

bb) Die Nummern 1 und 2 werden durch folgende Nummern 1 und 2 ersetzt:

„1. in der Kapazitäts- und Klimareserve im Sinne von § 13d des Energiewirtschaftsgesetzes einzusetzen,

2. dem Übertragungsnetzbetreiber als besonderes netztechnisches Betriebsmittel zur Nutzung zur Verfügung zu stellen; die Anlage muss dann weiter ausschließlich außerhalb der Strommärkte zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems eingesetzt werden.“

11. § 10 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Vorläufige Stilllegungen im Sinne von § 13a Absatz 1 Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sind Maßnahmen, die bewirken, dass die Anlage nicht mehr anfahrbereit gehalten wird, aber innerhalb eines Jahres nach Anforderung durch den Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Absatz 1a Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes wieder betriebsbereit gemacht werden kann, um eine geforderte Anpassung ihrer Einspeisung nach § 13 Absatz 1a Satz 1 und 2 oder Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes umzusetzen.“

b) Absatz 5 wird aufgehoben.

12. § 11 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird aufgehoben.

b) Absatz 2 Satz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 werden nach den Wörtern „bestimmen sich nach“ die Wörter „§ 6 Absatz 2 Nummer 1“ durch die Wörter „§ 6 Absatz 3 Nummer 1“ ersetzt.

bb) Nummer 2 wird wie folgt gefasst:

„2. die Erstattung der Betriebsbereitschaftsauslagen nach § 13 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes; im Rahmen der Betriebsbereitschaftsauslagen werden die für die Vorhaltung und gegebenenfalls die Herstellung der Betriebsbereitschaft der betreffenden Anlage notwendigen Auslagen erstattet (Grundsatz der Auslagenerstattung); es werden ausschließlich die Auslagen berücksichtigt, die dem Betreiber zusätzlich auf Grund der Bereitstellung der Anlage für von den Übertragungsnetzbetreibern angeforderte Systemsicherheitsmaßnahmen entstehen; Auslagen, welche auch im Fall einer vorläufigen Stilllegung oder im Hinblick auf eine spätere Rückkehr an die Strommärkte angefallen wären, sowie Opportunitätskosten sind nicht erstattungsfähig;“

cc) Der Nummer 2 wird folgende Nummer 3 angefügt:

„3. den Werteverbrauch der technischen Anlagen oder Anlagenteile, sofern und soweit die technischen Anlagen in der Netzreserve tatsächlich eingesetzt werden; für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs ist § 13 Absatz 1c Satz 3 entsprechend anzuwenden.“

c) In Absatz 3 werden nach dem Wort „Betreibers“ die Wörter „nach § 13 Absatz 1b Satz 2“ durch die Wörter „nach § 13 Absatz 1c Satz 3“ ersetzt, wird nach den Wörtern „für die Dauer von“ das Wort „fünf“ durch das Wort „vier“ ersetzt und wird nach den Wörtern „bis zum Ablauf der“ das Wort „fünf“ durch das Wort „vier“ ersetzt.

d) Absatz 4 wird aufgehoben.

13. § 12 wird wie folgt geändert:

a) In § 12 Absatz 1 Satz 1 werden die Wörter „§ 13a Absatz 2 Satz 8 und 9“ durch die Wörter „§ 13a Absatz 1 Satz 7“ ersetzt.

b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Ist einem Betreiber die endgültige Stilllegung seiner Anlage nach § 13a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes verboten, so ist im Hinblick auf die Bemessung der Vergütung der Anlagenbetreiber durch Erzeugungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen, Opportunitätskosten und Werteverbrauch sowie für die Anerkennung der hierdurch verursachten Kosten der Übertragungsnetzbetreiber § 6 und im Hinblick auf die Art des Einsatzes § 7 entsprechend anzuwenden.“

14. In § 13 Absatz 1 Nummer 1 werden nach dem Wort „Bekanntgabe“ die Wörter „der konkreten Anforderungen“ durch die Wörter „der Anforderungen“ ersetzt.

15. § 14 wird wie folgt gefasst:

„§ 14

Inkrafttreten

Diese Verordnung tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft.“

Artikel 6

Änderung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung

Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 20. November 2014 (BGBl. I S. 1740) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 67 Absatz 1 Nummer 1 wird wie folgt gefasst:
 - „1. mit den Daten
 - a) im Marktstammdatenregister nach § 111e des Energiewirtschaftsgesetzes oder
 - b) den Daten im Anlagenregister nach § 6 Absatz 1 Satz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, solange und soweit dort die Erfassung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus flüssiger Biomasse erfolgt,und“.
2. § 73 Absatz 1a wird wie folgt gefasst:

„(1a) Soweit dies zum Abgleich der Daten des Informationsregisters nach § 66 mit dem Marktstammdatenregister nach § 111e des Energiewirtschaftsgesetzes oder dem Anlagenregister nach § 6 Absatz 1 Satz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erforderlich ist, darf die zuständige Behörde Informationen an das jeweilige Register übermitteln.“

Artikel 7

Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29. Juni 2015 (BGBl. I S. 1010) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In der Inhaltsübersicht wird die Angabe zu § 6 wie folgt gefasst:

„§ 6 Erfassung des Ausbaus der erneuerbaren Energien“.
2. § 6 wird wie folgt gefasst:

„§ 6

Erfassung des Ausbaus der erneuerbaren Energien

(1) Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur) erfasst im Marktstammdatenregister nach § 111e des Energiewirtschaftsgesetzes Daten über Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Es sind Daten zu erfassen, die erforderlich sind, um

1. die Integration des Stroms in das Elektrizitätsversorgungssystem zu fördern,
2. die Grundsätze nach § 2 Absatz 1 bis 3 und den Ausbaupfad nach § 3 zu überprüfen,
3. die Absenkung der Förderung nach den §§ 28, 29 und 31 umzusetzen,
4. den bundesweiten Ausgleich des abgenommenen Stroms sowie der finanziellen Förderung zu erleichtern und
5. die Erfüllung nationaler, europäischer und internationaler Berichtspflichten zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu erleichtern.

Bis zur Inbetriebnahme des Marktstammdatenregisters erfolgt die Erfassung der Daten in dem Anlagenregister nach Maßgabe der Anlagenregisterverordnung. Abweichend von Satz 3 kann die Bundesnetzagentur den Betrieb des Anlagenregisters solange fortführen, bis die technischen und organisatorischen Voraussetzungen für die Erfüllung der Aufgaben nach Satz 2 im Rahmen des Marktstammdatenregisters bestehen.

(2) Anlagenbetreiber müssen an die Bundesnetzagentur mindestens die Daten nach § 111f Nummer 6 Buchstabe a bis d des Energiewirtschaftsgesetzes übermitteln und angeben, ob sie für den in der Anlage erzeugten Strom eine finanzielle Förderung in Anspruch nehmen wollen.

(3) Zur besseren Nachvollziehbarkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien werden Daten der registrierten Anlagen nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 93 Nummer 8 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und mindestens monatlich aktualisiert.

(4) Das Nähere zum Anlagenregister einschließlich der Übermittlung weiterer Daten, der Weitergabe der Daten an Netzbetreiber und Dritte sowie der Überführung in das Marktstammdatenregister nach Absatz 1 Satz 3 und 4 ist durch Rechtsverordnung nach § 93 zu regeln.“

3. Dem § 12 Absatz 3 wird folgender Satz angefügt:

„§ 11 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes ist entsprechend anzuwenden.“

4. Dem § 24 Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Der Wert eines Stundenkontraktes nach Satz 1 ist negativ, wenn für die betreffende Stunde jeweils der Wert in der Day-ahead-Auktion und der volumengewichtete Durchschnitt der Preise aller Transaktionen im kontinuierlichen Intraday-Handel negativ sind.“

5. § 57 Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

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

6. § 93 wird wie folgt geändert:

a) Im Satzteil vor der Aufzählung wird nach den Wörtern „des Anlagenregisters“ die Angabe „nach § 6“ durch die Wörter „nach § 6 Absatz 1 Satz 3“ ersetzt.

b) In den Nummern 1, 2, 4 und 6 bis 13 wird jeweils das Wort „Angaben“ durch das Wort „Daten“ ersetzt.

c) Nummer 14 wird wie folgt gefasst:

„14. die Überführung des Anlagenregisters in das Marktstammdatenregister nach § 6 Absatz 1 Satz 3 und 4 einschließlich der Übergangsfristen und Regelungen zur Übertragung der bereits registrierten Daten;“

7. Dem § 104 wird folgender Absatz 5 angefügt:

„(4) § 24 Absatz 1 Satz 2 ist rückwirkend zum 1. Januar 2016 anzuwenden.“

Artikel 8

Änderung der Anlagenregisterverordnung

In § 1 Satz 1 der Anlagenregisterverordnung vom 1. August 2014 (BGBl. I S. 1320), die zuletzt durch Artikel 4 der Verordnung vom 6. Februar 2015 (BGBl. I S. 108) geändert worden ist, werden die Wörter „§ 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066)“ durch die Wörter „§ 6 Absatz 1 Satz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes vom XX geändert worden ist.“ ersetzt.

Artikel 9

Änderung des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften

In dem dritten Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) wird Artikel 2 aufgehoben.

Artikel 10

Inkrafttreten, Außerkrafttreten

(1) Dieses Gesetz tritt vorbehaltlich des Absatzes 2 am Tag nach der Verkündung in Kraft.

(2) Artikel 1 Nummer 20 sowie Artikel 1 Nummer 24 Buchstabe a treten am 1. Januar 2017 in Kraft.

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 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 in eine Reserve überführt und nach vier Jahren Reservebetrieb stillgelegt werden. Da die Braunkohlekraftwerke im Reservebetrieb und aufgrund der frühzeitigen Stilllegung deutlich weniger Kohlendioxid ausstoßen, ist das ein substantieller Beitrag des Stromsektors zur Erreichung des nationalen Klimaschutzziels.

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.

Die weiteren zentralen Inhalte des Gesetzentwurfs werden unten im Überblick dargestellt (siehe unten VI. 1.).

II. Wesentlicher Inhalt des Entwurfs

Die Inhalte dieses Gesetzes gehen weitgehend auf das am 3. Juli diesen Jahres veröffentlichte Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ zurück. 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.

[Im Zuge der Konsultation des Weißbuches können Änderungen an den Regelungen des Gesetzes erforderlich werden. Diese werden im weiteren Verfahren berücksichtigt.]

Ein wesentlicher Inhalt eines weiterentwickelten Strommarktes ist die Stärkung der Marktmechanismen, um zu gewährleisten, dass Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen sind. Durch die Aufnahme eines eigenen § 1a EnWG zu den Grundsätzen des Strommarktes und der leitungsgebundenen Elektrizitätsversorgung werden ein Normprogramm und die grundsätzlich freie Strompreisbildung gesetzlich verankert. Gesetzlich soll auch das Ziel verankert werden, 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 stellt das BMWi gesetzlich im EnWG sicher, dass die Pflicht zur Bilanzkreisabrechnung durch die Übertragungsnetzbetreiber auch in Situationen hoher Knappheit besteht, in denen Netzbetreiber Zwangsmaßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG vornehmen müssen. Dies soll gewährleisten, dass in Knappheitsfällen die hohen Ausgleichsenergiepreise tatsächlich bei den Bilanzkreisverantwortlichen ankommen, deren Bilanzkreise unausgeglichen sind. Zudem werden die Regelungen in § 8 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 Regelenergie 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 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 auslegen, 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). 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 transparent 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.

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

Dieses Gesetz erhöht zugleich die Transparenz im Bereich der Stromerzeugung deutlich: Es wird eine gesetzliche Berichtspflicht des Bundeskartellamtes im GWB zur Marktmachtsituation in der Stromerzeugung 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 Bundesnetzagentur 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 Meldeverpflichtungen 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 Kapazitäts- und Klimareserve eingeführt. Die Kapazitäts- und Klimareserve dient einerseits der Absicherung des Strommarktes, andererseits der Erreichung des nationalen Klimaschutzzieles. 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. Die Kapazitäts- und Klimareserve soll neben der Gewährleistung der Versorgungssicherheit auch einen Beitrag leisten, um das nationale Klimaschutzziel für 2020 zu erreichen. Dazu wird ein Klimasegment eingerichtet, in das nur Braunkohlekraftwerke überführt werden. Die Braunkohlekraftwerke bleiben für vier Jahre in der Reserve und werden anschließend stillgelegt. Durch den Reservebetrieb und die anschließende Stilllegung werden die Kohlendioxid-Emissionen im deutschen Stromsektor substantiell verringert.

Gleichzeitig zu der Einführung der Kapazitäts- und Klimareserve wird die bestehende Netzreserve, die insbesondere für das Redispatchpotential Kraftwerke außerhalb des Strommarktes zur Überbrückung von Netzengpässen und Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs vorhält, über den 31. Dezember 2017 hinaus verlängert und eng auf die Kapazitäts- und Klimareserve 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.

Verschiedene Maßnahmen sichern die vorstehend aufgeführten Maßnahmen ab. Versorgungssicherheit ist von zentraler Bedeutung. Sie soll mit angemessenen Methoden fortlaufend überwacht werden. Daher veröffentlicht das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie regelmäßig einen Bericht zur Versorgungssicherheit am Strommarkt. Dieser erscheint mindestens alle zwei Jahre und betrachtet Deutschland im Kontext des europäischen Strommarktes. Künftig soll im Versorgungssicherheitsbericht auch die Integration des Strommarktes in den europäischen Energiebinnenmarkt stärker berücksichtigt werden. 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 zudem 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 Schweiz und mit 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 Kapazitäts- und Klimareserve 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 Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (<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 Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie weitgehend eingegangen. Diese sind ebenfalls auf der Internetseite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (<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 Akteuren und der 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, Schweiz 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 Klimareserve 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 beruht auf Artikel 74 Absatz 1 Nummer 11 des Grundgesetzes (Recht der Wirtschaft) und Artikel 74 Absatz 1 Nummer 16 des Grundgesetzes (Verhütung des Missbrauchs wirtschaftlicher Machtstellung). Da die geplante Regelung dazu dient, dass das Bundeskartellamt 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 des Grundgesetzes 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 Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften nach Artikel 9 dieses Gesetzes, für die Änderung der Stromnetzentgeltverordnung nach Artikel 3 dieses Gesetzes, für die Änderung der Stromnetzzugangsverordnung nach Artikel 4, für die Änderung der Netzreserveverordnung nach Artikel 5 dieses Gesetzes, für die Änderung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung nach Artikel 6 dieses Gesetzes sowie für die Änderung der Anlagenregisterverordnung nach Artikel 8 dieses Gesetzes ergibt sich aus Artikel 74 Absatz 1 Nummer 11 des Grundgesetzes (Recht der Energiewirtschaft) in Verbindung mit Artikel 72 Absatz 2 des Grundgesetzes. 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 Gesetzgebungskompetenz des Bundes für die Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes durch Artikel 1 dieses Gesetzes ergibt sich bezogen auf die Einführung des Klimasegmentes der Kapazitäts- und Klimareserve sowie bezogen auf die Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch Artikel 7 dieses Gesetzes jeweils aus Artikel 74 Absatz 1 Nummer 24 des Grundgesetzes. 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, vom 28. Juli 2011 und vom 21. Juli 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 zudem im Hinblick auf die EU-beihilferechtliche Vereinbarkeit bei der Europäischen Kommission angemeldet und von dieser am [xxx.xx.201x] genehmigt.

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 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) geändert. Die Änderung des EnWG stellt sicher, dass die Übertragungsnetzbetreiber 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 Regelenergie 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 BNetzA hiervon Gebrauch, könnte dies die Anreize zur Bilanzkreistreue stärken und die Kosten verursachungsgerechter verteilen. Entsprechend werden die Festlegungskompetenzen der BNetzA 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 Kapazitäts- und Klimareserve 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 Redispatchpotential benötigt wird. Die mit der Verlängerung der Netzreserve verbundenen Mehrkosten für die Bereithaltung und den Einsatz von bestehenden Netzreserveanlagen belaufen sich auf [80 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 Erzeugungsanlagen Betreiber von Anlagen in der Netzreserve die Betriebsbereitschaftsauslagen bereits ab dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz der Anlage durch die BNetzA 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 Kraftwerksbetreiber konventioneller Stromerzeugungsanlagen ab.

Neben den Regelungen zur Kostenerstattung im Bereich der Netzreserve werden auch die Regelungen zur angemessenen Vergütung von Redispatch-Maßnahmen von Markt-Kraftwerken 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 Kapazitäts- und Klimareserve dient einerseits der Erreichung des nationalen Klimaschutzziels für 2020, andererseits unter anderem mit Blick auf den Kernenergieausstieg der Versorgungssicherheit. Für die Zwecke des Klimaschutzes verpflichten sich Betreiber von Braunkohlekraftwerken, gegen eine kostenbasierte Vergütung alte Braunkohlekraftwerke für jeweils vier Jahre in die Reserve zu überführen und nicht mehr am Strommarkt zu betreiben. Eine zusätzliche technologieneutrale Kapazitätsreserve wird zur Bereitstellung von Reserveleistung ab 2019 schrittweise und parallel zur 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 des Kapazitätssegments ist das Ausschreibungsergebnis. Soweit die Reserve nicht in Anspruch genommen wird, werden die Vorhaltekosten über alle Stromkunden verteilt. Die Kosten für den Einsatz der Kapazitäts- und Klimareserve 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. Wird die Reserve abgerufen, beträgt der Mindestpreis für die unterdeckten Lieferanten 20.000 Euro pro Megawattstunde. Dies entspricht dem technischen Höchstpreis im untertägigen Stromhandel zuzüglich eines Aufschlags von 100 Prozent. Damit haben die Lieferanten klare Anreize, ihre Lieferverpflichtungen frühzeitig über Termingeschäfte oder Vereinbarungen mit ihren Kunden abzusichern und somit die Reserve erst gar nicht zum Einsatz kommen zu lassen.

Zudem wird das Monitoring der Versorgungssicherheit angepasst. Neben der nationalen Betrachtung der Versorgungssicherheit wird künftig die länderübergreifende Betrachtung der Versorgungssicherheit in einem europäischen Kontext 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 Versorgungssicherheit 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 Jahr 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 das Berichtswesen im Bereich der Stromversorgung angepasst. Entsprechend der Änderung der Regelungen zum Monitoring der Versorgungssicherheit in § 51 EnWG werden auch die Regelungen zur Berichtserstattung in § 63 EnWG ab dem 1. Januar 2017 geändert. Der Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Stromversorgung wird in zwei Berichte, in einen Bericht über die Versorgungssicherheit in den Elektrizitätsversorgungsnetzen und einen Bericht über die Versorgungssicherheit an den Strommärkten, aufgeteilt.

Neu aufgenommen werden drei Berichtspflichten:

- Im GWB wird eine neue Berichtspflicht des Bundeskartellamtes zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Stromerzeugung verankert.
- Im Zusammenhang mit der Einführung einer Kapazitäts- und Klimareserve wird die bisherige Berichtspflicht unter anderem zur Netzreserve integriert in eine neue Berichtspflicht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen der Kapazitäts- und Klimareserve.

- 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 reduzieren. 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 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 „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 einher gehen steigende Anforderungen an Monitoring und Evaluierung, was zum Teil die Erweiterung von Informationspflichten erfordert. Zugleich wird mit dem Marktstammdatenregister bei der Bundesnetzagentur ein Instrument geschaffen, mit dem künftig zahlreiche Meldepflichten abgeschafft oder vereinfacht werden können. Insofern wird mit diesem Gesetz auch die „one in, one out“ – Regel der Bundesregierung umgesetzt.

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. 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.

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 zum Beispiel das Energieinformationsnetz nach § 12 Absatz 4 EnWG, Stammdatenmeldungen im Rahmen des Energiestatistikgesetzes, der Datenaustausch zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern nach [§ 4 Absatz 2b KWKG], 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 Energiemarkts, 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 zum Beispiel im wissenschaftlichen Bereich reduziert.

Die Bundesnetzagentur konsultiert im Vorfeld der für Anfang 2017 geplanten Inbetriebnahme die Inhalte des Marktstammdatenregisters mit den Akteuren des Energiemarkts. 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 aufzunehmen, 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 Bürokratieentlastungsgesetz 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 Einrichtung der Kapazitäts- und Klimareserve führt durch das Klimasegment 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 Verteilernetze. 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 und die Änderung der Kostenerstattung für bestehende Anlagen in der Netzreserve sowie neue Transparenzvorgaben im Strommarkt), andererseits kostenmindernd (zum Beispiel durch die Reduzierung des Netzausbaus durch die Spitzenkappung fluktuierender erneuerbarer Energien und die Änderung des Regel- und Ausgleichsenergiesystems).

Zum anderen ist davon auszugehen, dass der Strompreis am Großhandelsmarkt künftig stärker schwankt, da es vermehrt zu Stunden mit höheren oder niedrigeren Preisen kommt. Der Börsenpreis für Strom wird ebenfalls von den Energieversorgungsunternehmen an die öffentlichen Haushalte weitergegeben.

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.

Die durch das Gesetz vorgesehenen Änderungen führen zu einem höheren Arbeits- und Personalaufwand bei der Bundesnetzagentur und bei dem Bundeskartellamt. Für die Bearbeitung der zusätzlichen Aufgaben bei dem Bundeskartellamt ist zusätzliches Personal in Höhe von zwei Stellen erforderlich. Durch die Pflicht zur Erstellung eines separaten Berichts über die Marktmachtsituation in der Stromerzeugung muss sich das Bundeskartellamt künftig turnusmäßig zu einem bestimmten Zeitpunkt und nicht mehr nur fallbezogen vertieft mit der Frage der sachlichen und räumlichen Marktabgrenzung auseinandersetzen. Zudem müssen die Datenanalysen nicht nur wie bisher Marktanteile umfassen, sondern auch die deutlich aufwändigere Pivotalanalyse (RSI) und 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 Bundeskartellamt 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 Bundeskartellamt auf rund 182.173 EUR.

Bei der Bundesnetzagentur wird durch die Übertragung zusätzlicher Aufgaben ein zusätzlicher Personalbedarf in Höhe von [56,3] Stellen entstehen. Davon entfallen insgesamt [28,2] Stellen auf den höheren Dienst, [22,4] Stellen auf den gehobenen Dienst und [5,7] Stellen auf den mittleren Dienst. Die damit verbundenen Gesamtkosten belaufen sich auf insgesamt rund [7.249.485] EUR pro Jahr. Davon entfallen jährlich rund [4.248.304] EUR auf den höheren Dienst, rund [2.466.347] EUR auf den gehobenen Dienst und rund [534.834] EUR auf den mittleren Dienst.

Der Personalbedarf ergibt sich aus folgenden Gesetzesänderungen:

Die Regelungen zur Veröffentlichung, Dokumentation und Mitteilung der Spitzen-kappung 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.

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 [7,7] Stellen. Zusätzlich besteht gem. § 111f Nr. 15 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 8,3 Stellen. Diese sind mit [1,8] Stellen dem höheren Dienst, mit [5,6] Stellen dem gehobenen Dienst und mit [0,9] Stellen dem mittleren Dienst zuzuordnen.

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 Verordnung 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.

Im Zusammenhang mit dem umfassenden Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 51 Absatz 4 Satz 5 EnWG wird eine Datenerhebung durch die Bundesnetzagentur erforderlich. Die Datenerhebung betrifft mehrere Tausend Unternehmen mit einem Stromverbrauch von mehr als 20 Gigawattstunden jährlich. Die Aufgabe der Bundesnetzagentur 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 [6,4] Stellen. Davon entfallen [2,5] Stellen auf den höheren Dienst, [2,6] Stellen auf den gehobenen Dienst sowie [1,3] Stellen auf den mittleren Dienst.

Im Hinblick auf die Anforderung von Informationen zur Mindesterzeugung, die die Bundesnetzagentur gemäß § 12 Absatz 5 Nr. 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 ggf. 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.

Gemäß § 63 Absatz 3a EnWG hat die Bundesnetzagentur zum 31. März 2017 und dann alle zwei Jahre 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.

Diese Festlegungskompetenz nach § 13 Absatz 1b EnWG 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, einschl. 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 Bundesnetzagentur 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.

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 Vorschriften über den Kraftwerksneubau in der NetzResV Personalbedarf. Durch ihre Verknüpfung mit der Langfristanalyse und die damit verbundene Ausrichtung auf einen für einen Kraftwerksbau realistischeren Zeithorizont von sieben Jahren steigt die Wahrscheinlichkeit des Kraftwerksneubaus. Die in der NetzResV normierten Voraussetzungen für den Kraftwerksneubau bedürfen einer detaillierten Ausgestaltung in der Rechtsanwendung. Die Bundesnetzagentur wird die hierzu erforderlichen erweiterten Marktmodellierungen und Netzanalysen der Übertragungsnetzbetreiber daher erstmalig nicht nur beaufsichtigen

und bewerten müssen, sondern mit erheblichem Aufwand eigene Netzanalysen durchzuführen haben. Ggf. wird sie darüber hinaus gutachterliche Unterstützung einholen. Durch die eingeführte Langfristanalyse entsteht bei der Bundesnetzagentur 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 ein Systemwechsel vollzogen. Zukünftig ist ein rein kostenrechnerischer Ansatz bei den Festlegungen zu jeder freiwilligen Selbstverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber 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 [7,4] Stellen. Von diesen entfallen [5,1] Stellen auf den höheren Dienst, [1,53] Stellen auf den gehobenen Dienst und [0,84] Stellen auf den mittleren Dienst.

Gemäß § 13 d Absatz 7 EnWG ist der Umfang der Kapazitäts- und Klimareserve alle zwei Jahre zu prüfen und gemäß § 13d EnWG sind die Vorgaben der Kapazitäts- und Klimareserve zu überwachen. Dies führt zu einem Personalbedarf von insgesamt [8,9] Stellen. Davon entfallen [4,8] Stellen auf den höheren Dienst, [3,6] Stellen auf den gehobenen Dienst und [0,5] Stellen auf den mittleren Dienst.

Zur Kapazitäts- und Klimareserve sind nach § 13e EnWG zwei Festlegungskompetenzen vorgesehen, deren Ausübung zu einem Personalmehrbedarf von [1,2] Stellen führt. Davon entfallen auf den höheren Dienst [0,8] Stellen, auf den gehobenen Dienst [0,2] Stellen und auf den mittleren Dienst [0,2] Stellen.

Bei der neuen Festlegungskompetenz aus § 8 Absatz 1 Satz 2 i.V.m. § 27 Absatz 1 Nr. 3b StromNZV bezüglich der konkreten Anforderungen an die Abrechnung der Kosten der Vorhaltung von 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 Nr. 3b StromNZV bezüglich der Bestimmung von Regularisierungspreisen 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.

Eine Quantifizierung des jeweiligen Erfüllungsaufwands erfolgt nach der Länder- und Verbändeanhörung, auch im Lichte der Stellungnahmen der betroffenen Wirtschaftsverbände.

Tabelle 1: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft					
Lfd. Nr.	Regelung	Vorgabe	Normadressat	Zu erwartende Fälle	Erfüllungsaufwand
1.	§ 11 Absatz 2 Satz 1 EnWG	Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Berechnung der Netzplanung	Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen		
2.	§ 11 Absatz 2 Satz 2 EnWG	Veröffentlichung, Dokumentation und Mitteilung der Spitzenkappung	Verteilernetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber und Anlagenbetreiber		
3.	§ 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		
4.	§ 12 Absatz 5 EnWG	Informationsübermittlungspflichten im Rahmen des Monitorings nach § 51 EnWG	Betreiber von Übertragungsnetzen und Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen		
5.	§ 12a EnWG	Berücksichtigung der Spitzenkappung bei dem Szenariorahmen	Betreiber von Übertragungsnetzen		
6.	§ 12b EnWG	Berücksichtigung der Spitzenkappung beim Netzentwicklungsplan	Betreiber von Übertragungsnetzen		
7.	§ 13 Absatz 1b EnWG	Änderungen der Regelungen über die angemessene Vergütung von Redispatch-Maßnahmen.	Betreiber von Energieerzeugungsanlagen, Betreiber von Übertragungsnetzen und ggfs. Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen		
8.	§ 13 Absatz 1c EnWG	Änderungen der Regelungen über die Kostenerstattung bei vorläufigen Stilllegungen von Anlagen.	Betreiber von Übertragungsnetzen und Anlagenbetreiber		

Tabelle 1: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft					
Lfd. Nr.	Regelung	Vorgabe	Normadressat	Zu erwartende Fälle	Erfüllungsaufwand
9.	§ 13 Absatz 4 EnWG	Abrechnung der Bilanzkreise durch die Übertragungsnetzbetreiber auch bei Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG	Betreiber der Übertragungsnetze und Bilanzkreisverantwortliche		
10.	§ 13a EnWG	Stilllegung von Erzeugungsanlagen; Netzreserve; bis zu 2 GW Neuanlagen	Anlagenbetreiber und Betreiber von Übertragungsnetzen		
11.	§ 13d EnWG	Eckpunkte der Kapazitäts- und Klimareserve	Betreiber von Energieerzeugungsanlagen und Übertragungsnetzbetreiber		
12.	§ 13e EnWG	Verordnungsermächtigung für die Kapazitäts- und Klimareserve	Betreiber von Energieerzeugungsanlagen und Übertragungsnetzbetreiber		
13.	§ 16 Absatz 3 EnWG	Abrechnung der Bilanzkreise durch die Marktgebietsverantwortlichen bei Anpassungen nach § 16 Absatz 2 EnWG	Marktgebietsverantwortliche		
14.	§ 35 Absatz 1 Nummer 12 EnWG	Ausweitung des Kraftwerksmonitoring auch auf Kapazitäten für einen Brennstoffwechsel	Betreiber von Energieerzeugungsanlagen		
15.	§ 51 Absatz 4 EnWG	Erhebung von Informationen zur Mindesterzeugung von Unternehmen/ Unternehmensvereinigungen für die Zwecke des Versorgungssicherheits-Monitorings	Unternehmen und Unternehmensvereinigungen (Großverbraucher)		
16.	§ 111d Absatz 2 EnWG	Datenübermittlungspflichten an die Bundesnetzagentur	Betreiber von Übertragungsnetzen und Primäreigentümer (Kraftwerksbetreiber) nach der Verordnung (EG) Nr. 714/2009		

Tabelle 1: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft					
Lfd. Nr.	Regelung	Vorgabe	Normadressat	Zu erwartende Fälle	Erfüllungsaufwand
17.	§ 18 StromNEV	Wegfall der vermiedenen Netzentgelte für Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen ab 2021	Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen, Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen		
18.	§ 8 Absatz 2 Satz 5 StromNZV	Pflicht zur Abrechnung der Bilanzkreise durch die Übertragungsnetzbetreiber auch bei Notfallmaßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG.	Betreiber von Übertragungsnetzen und Bilanzkreisverantwortliche		
19.	§ 26 Absatz 3 StromNZV	Öffnung der Bilanzkreisverträge für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung.	Bilanzkreisverantwortliche		
20.	§ 3 Absatz 2 Satz 3 NetzResV	Erstellung einer ergänzenden Langfristanalyse hinsichtlich des Netzreservebedarf	Betreiber von Übertragungsnetzen und Betreiber von Netzreserveanlagen		
21.	§ 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		
22.	§ 6 Absatz 2 i.V.m. §§ 9, 11 NetzResV	Anpassung der Verträge mit den Betreibern der Netzreserveanlagen	Betreiber von Übertragungsnetzen und Anlagenbetreiber		
23.	§ 8 Absatz 1 Satz 1 NetzResV	Darlegung des Netzreservebedarfs im Falle eines Neubaus	Betreiber von Übertragungsnetzen		
24.	§ 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		

Tabelle 1: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft					
Lfd. Nr.	Regelung	Vorgabe	Normadressat	Zu erwartende Fälle	Erfüllungsaufwand
25.	§ 57 EEG	Wegfall der vermiedenen Netzentgelte für Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen ab 2021	Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen; Netzbetreiber		

Tabelle 2: Neuer Erfüllungsaufwand für die Verwaltung					
Lfd. Nr.	Regelung	Vorgabe	Normadressat	Zu erwartende Fälle	Erfüllungsaufwand
1.	§ 11 Absatz 2 Satz 2 EnWG	Veröffentlichung, Dokumentation und Mitteilung der Spitzenkappung	Landesregulierungsbehörden und Bundesnetzagentur	Monatlich anfallende Auswertung	[3,8] Personen
2.	§ 12 Absatz 5 Nummer 4 EnWG	Anforderung von Informationen zur Mindesterzeugung von Netzbetreibern	Bundesnetzagentur	Einmal jährlich	[0,4] Personen
3.	§ 13 Absatz 1b EnWG	Konkretisierung der Festlegungskompetenz hins. der angemessenen Vergütung für Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Nummer 2	Bundesnetzagentur	Anpassung der Festlegung	[1,8] Personen
4.	§ 13 Absatz 1c, § 13a EnWG i.V.m. § 6 Absatz 2 NetzResV	Änderung der Regelungen zur Kostenerstattung für Anlagen der Netzreserve	Bundesnetzagentur	15 Fälle jährlich	[7,4] Personen
5.	§ 13d EnWG	Kapazitäts- und Klimareserve; Bestimmung des Umfangs, Monitoring	Bundesnetzagentur	Überprüfung des Umfangs sowie fortlaufende Überwachung	[8,9] Personen
6.	§ 13e EnWG	Verordnungsermächtigung zur Kapazitäts- und Klimareserve	Bundesnetzagentur	Zwei Festlegungen	[1,2] Personen
7.	§ 51 Absatz 4 Satz 5 EnWG i.V.m. § 12 Absatz 5 Nummer 5 EnWG	Monitoring der Versorgungssicherheit und Informationsrechte in Bezug auf Lastmanagement	Bundesnetzagentur	Laufendes Monitoring	[6,4] Personen
8.	§ 56 EnWG	Erweiterung der Aufgaben der	Bundesnetzagentur	Jährlich 16	[4,3] Personen

Tabelle 2: Neuer Erfüllungsaufwand für die Verwaltung					
Lfd. Nr.	Regelung	Vorgabe	Normadressat	Zu erwartende Fälle	Erfüllungsaufwand
		Regulierungsbehörde zur Umsetzung von europäischem Recht		Genehmigungen für Übertragungsbetreiber, Mitwirkung bei 16 Entscheidungen durch ACER und andere Regulierungsbehörden	
9.	§ 63 Absatz 3a EnWG	Bericht über die Mindesterzeugung bestimmter Anlagen	Bundesnetzagentur	Analyse der Daten zur Mindesterzeugung, Evaluierung etc.	[3,2] Personen
10.	§ 111d Absatz 1, 3 und 5 EnWG	Einrichtung und Betrieb einer nationalen Informationsplattform; Festlegungskompetenzen	Bundesnetzagentur	Einmalig einrichten und weiterentwickeln, monatlich betreiben	[7,2] Personen Entwicklungskosten bis 2018: ca. 1,25 Mio. €; laufende Kosten ca. 750.000 € jährlich
11.	§ 111e EnWG	Einrichtung und Betrieb des Marktstammdatenregisters	Bundesnetzagentur	Einmalig einrichten und weiterentwickeln, monatlich betreiben	[7,7] Personen
12.	§ 111f Nr. 15 EnWG	Verordnungsermächtigung zur Ausgestaltung des Marktstammdatenregisters	Bundesnetzagentur	Festlegungskompetenz, hinsichtlich der registrierungspflicht	[0,6] Personen

Tabelle 2: Neuer Erfüllungsaufwand für die Verwaltung					
Lfd. Nr.	Regelung	Vorgabe	Normadressat	Zu erwartende Fälle	Erfüllungsaufwand
				chtigen Personen und der Daten	
13.	§ 53 Absatz 3 Satz 2 und 3 GWB	Bericht zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie	Bundeskartellamt	Turnusmäßige Analyse der sachlichen und räumlichen Marktabgrenzung, Datenanalysen inklusive der Pivotalanalyse	[2] Personen
14.	§ 8 Absatz 1 Satz 2 i.V.m. § 27 Absatz 1 Nummer 21a StromNZV	Festlegungskompetenz bezüglich der konkreten Anforderungen an die Abrechnung der Kosten der Vorhaltung von Sekundärregelleistung	Bundesnetzagentur	1 Festlegung treffen	[0,6] Personen
15.	§ 8 Absatz 1 Satz 3 i.V.m. § 27 Absatz 1 Nummer 3b StromNZV	Festlegungskompetenz bezüglich der Bestimmung von Regelarbeitspreisen und Regelleistungspreisen in einem Einheitspreisverfahren	Bundesnetzagentur	1 Festlegung treffen	[0,6] Personen
16.	§ 26 Absatz 3 StromNZV	Ausweitung der Bilanzkreise für Sekundärregelung	Bundesnetzagentur	1 Festlegung anpassen	[0,4] Personen
17.	§ 3 Absatz 2 NetzResV	Änderung der Regelungen der Netzreservebedarfsfeststellung; Verlangen der Erstellung einer ergänzenden Langfristanalyse hinsichtlich des Netzreservebedarfs	Bundesnetzagentur	Überprüfung der erweiterten Marktmodellierungen und Netzanalysen	[2] Personen

Tabelle 2: Neuer Erfüllungsaufwand für die Verwaltung					
Lfd. Nr.	Regelung	Vorgabe	Normadressat	Zu erwartende Fälle	Erfüllungsaufwand
				der ÜNB und Durchführung eigener Netzanalysen	

Tabelle 3: Weggefallener Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft					
Lfd. Nr.	Regelung	Vorgabe	Normadressat	Zu erwartende Fälle	Weggefallener Aufwand
1.	§ 12 Absatz 4 Satz 3 EnWG	Wegfall der nationalen Leistungsbilanz und Berichtspflicht	Betreiber von Übertragungsnetzen		
2.	§ 53 Absatz 3 GWB	Aufwandsreduktion durch die Erstellung eines Marktmachtberichtes durch das Bundeskartellamt	Betreiber von Energieerzeugungsanlagen		
3.	§ 6 EEG 2014	Aufgehen des EEG-Anlagenregisters im Marktstammdatenregister	Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Netzbetreiber		
4.	§§ 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	u.a. Betreiber von Stromerzeugungs- und Gasproduktionsanlagen, Strom- und Gasnetzbetreiber		

Tabelle 3: Weggefallener Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft					
Lfd. Nr.	Regelung	Vorgabe	Normadressat	Zu erwartende Fälle	Weggefallener Aufwand
		nach dem KWKG, das Kraftwerksanschlussregister nach § 9 Kraft-NAV, Stammdatenmeldungen nach der Systemstabilitätsverordnung, Herkunftsnachweisregister nach § 79 Absatz 3 EEG 2014)			

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

11. Weitere Kosten

Weitere Kosten werden im weiteren Verfahren geprüft und in diesem Gesetz nachgetragen. 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.

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 § 13a EnWG und der Netzreserveverordnung werden regelmäßig von dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie überprüft und 2022 der Evaluation unterzogen, ob eine Fortgeltung der Regelungen über den 31. Dezember 2023 hinaus notwendig ist.

Die Regelungen der Kapazitäts- und Klimareserve nach § 13d EnWG und die Regelungen der Rechtsverordnung zu der Kapazitäts- und Klimareserve nach § 13e werden im Grundsatz unbefristet erlassen. Die in die Kapazitäts- und Klimareserve überführten Braunkohlekraftwerke bleiben allerdings aus Klimaschutzgründen jeweils nur für vier Jahre in der Kapazitäts- und Klimareserve und werden im Anschluss – ab dem Jahr 2021 – stillgelegt. In 2018 soll eine Evaluierung erfolgen, ob die Klimaziele, die mit dem Klimasegment verfolgt werden, erreicht werden.

Die Kapazitäts- und Klimareserve soll ab 2017 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 Abbau bestehender Überkapazitäten abgesichert wird.

Die Bundesregierung evaluiert und überwacht 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 (§ 63 Absatz 1a, Absatz 1b, Absatz 2, Absatz 2a, Absatz 2b und Absatz 3a).

B. Besonderer Teil

Zu Artikel 1 (Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes)

Zu Nummer 1

Zu Buchstabe a

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 10 (§ 13a EnWG) (Buchstabe c), in Artikel 1 Nummer 13 (§§ 13 d und e EnWG) (Buchstabe d), in Artikel 1 Nummer 21 (§ 53b EnWG) (Buchstabe e) sowie in Artikel 1 Nummer 27 (§§ 111d bis f EnWG) (Buchstabe f).

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

Die Änderung der Überschrift trägt der Aufnahme der Zielbestimmungen in § 1 Absatz 4 EnWG Rechnung. Künftig soll zwischen den Zwecken und Zielen des EnWG differenziert werden. Die Zielbestimmungen dienen dazu, die Zwecke 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 sind die Zwecke des EnWG bereits geregelt.

Die Zweckbestimmungen des § 1 Absatz 1 dienen als Leitlinien des Energiewirtschaftsrechts und können bei der Anwendung und Auslegung der übrigen Vorschriften herangezogen werden. Bezogen auf die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze ist bereits heute in § 1 Absatz 2 EnWG eine spezielle Zielbestimmung enthalten.

Zudem 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 Kapazitäts- und Klimareserve 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 erfolgt. Insbesondere 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 Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher hervor. Durch den Abbau von Überkapazitäten und den Ausbau der erneuerbaren Energien kann es künftig zu Preisspitzen kommen. Um die Marktpreissignale 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 (zum Beispiel in der Erklärung vom 8. Juni 2015). 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 Kapazitäts- und Klimareserve 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 sollen sämtliche Zwecke 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, den europäischen Energiebinnenmarkt zu stärken sowie die Zusammenarbeit insbesondere mit den an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Mitgliedstaaten der Europäischen Union sowie mit der Schweiz und mit Norwegen zu intensivieren. Die Vorteile eines gestärkten und liberalisierten Elektrizitätsbinnenmarktes sollen für eine kosteneffiziente Gewährleistung der Versorgungssicherheit genutzt werden. Darüber hinaus sollen mögliche Synergien aus einer verstärkten Zusammenarbeit mit den angrenzenden europäischen Staaten genutzt werden und dadurch auch die Erklärung vom 8. Juni 2015 umgesetzt werden. Dies soll gewährleisten, dass mit den direkt an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden 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

In § 1a EnWG wird das Normprogramm zur Weiterentwicklung des Strommarktes gesetzlich im EnWG 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 zu regionaler Kooperation zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbinnenmarkt 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 zugleich die Zielbestimmung nach § 1 Absatz 4 Nummer 1 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 vortätigen oder untertätigen 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. Die bloßen technischen Preislimits sollen entsprechend bei Bedarf nach oben hin angepasst werden, um der Strompreisentwicklung Rechnung zu tragen.

Absatz 2 regelt in Satz 1 den Grundsatz, dass das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem eine zentrale Bedeutung für die Gewährleistung der Elektrizitätsversorgungssicherheit hat. Daher soll nach Satz 2 mit dem Gesetz die Bilanzkreistreue der Bilanzkreisverantwortlichen durch das Ausgleichsenergiesystem sichergestellt werden. Dies stellt sicher, dass der „Strommarkt 2.0“ seine Synchronisierungsaufgabe erfüllt. Dieser Grundsatz ist im Zusammenhang mit den Änderungen in § 13 Absatz 4 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. Dahinter steht der Gedanke, dass künftig Maßnahmen verstärkt daraufhin überprüft werden sollen, 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.

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 neu).

Absatz 5 verankert 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 nachhaltigen 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.

Mit Absatz 6 wird der Transparenzgedanke im Normprogramm des Strommarktes verankert. Hintergrund hierfür ist, dass in 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 unter wettbewerblichen Gesichtspunkten ein gewisses Maß an Geheimwettbewerb notwendig ist, um ein wettbewerbskonformes Marktergebnis zu erzielen. Daneben soll das Marktstammdatenregister für eine verbesserte Verfügbarkeit sogenannter Stammdaten des Energiemarktes sorgen und auch einen Beitrag zur Reduzierung und Vereinfachung diesbezüglicher Meldepflichten leisten. Dieser Gedanke wird in § 1a Absatz 6 verankert.

Mit Absatz 7 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 Verwirklichung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes eine stärkere Einbindung des Strommarktes in die europäischen Strommärkte sowie eine stärkere Angleichung der europäischen Strommärkte angestrebt werden soll. Dazu sollen insbesondere die Rahmenbedingungen auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland stärker an die angrenzender Mitgliedstaaten der Europäischen Union sowie der Schweiz und von Norwegen angeglichen werden. Die Regelung dient dazu, die Erklärung vom 8. Juni 2015 umzusetzen. Satz 2 konkretisiert diese Zielsetzung 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 340 zur Einleitung des Prozesses der öffentlichen Konsultation zur Umgestaltung des Energiemarkts aufgegriffen.

Zu Nummer 4

Zu Buchstabe a

In Nummer 18d wird der Begriff „europäische Strommärkte“, auf die in den §§ 12 und 51 EnWG Bezug genommen wird, gesetzlich definiert. Die Aufnahme einer eigenen Definition in § 3 dient der Rechtssicherheit und Rechtsklarheit. Unter die europäischen Strommärkte fallen die Strommärkte der Mitgliedstaaten der Europäischen Union sowie von Norwegen und der Schweiz. Die Strommärkte der Schweiz und von Norwegen werden für die Zwecke des Monitorings der Versorgungssicherheit zu den europäischen 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. 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, gilt der Strombezug jedes einzelnen Ladepunktes als Letztverbrauch 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.

Soweit ein Letztverbraucher solche Ladepunkte als Teil einer bestehenden Kundenanlage betreibt, ist klaggestellt, 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 klaggestellt, dass auch in öffentlichen und öffentlich zugänglichen Bereichen der Ladepunkt selbst, unabhängig von der Zugehörigkeit zu einer bereits bestehenden Kundenanlage, Letztverbraucher im Sinne der Vorschrift 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 Ladepunkts 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 Nummer 5

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, zum Beispiel auch durch den Einsatz intelligenter Netztechnik (zum Beispiel 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 der energiewirtschaftlichen Ziele 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 Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans verpflichtet, die Regelungen der Spitzenkappung gemäß § 11 Absatz 2 EnWG bei der Netzplanung anzuwenden.

Hierdurch wird das Ziel, selten auftretende Einspeisespitzen abzuregeln, 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 Einbeziehung der bestehenden Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist verfassungsrechtlich und aus Gründen des Vertrauensschutzes unbedenklich, da die Betreiber der bestehenden Windkraft- und Photovoltaikanlagen weiterhin im Rahmen des Einspeisemanagements bei Netzengpässen nach § 15 EEG 2014 für die Abregelung ihrer Anlagen entschädigt werden und die Vorschriften zum Engpassmanagement, insbesondere die Regelungen zur Abschaltreihenfolge, unverändert bleiben.

Selten auftretende Einspeisespitzen entstehen vor allem bei der Einspeisung von wetterabhängigen fluktuierenden erneuerbaren Energien. Die Einspeisung von Strom aus

konventionellen Anlagen, Kraft-Wärme-Kopplungs-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 (BMW 2014), die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie den Netzausbaubedarf auf Verteilernetzebene untersucht und Möglichkeiten zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs analysiert hat. 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 Bundesnetzagentur, der zuständigen Landesregulierungsbehörde, dem vorgelagerten Netzbetreiber sowie dem Übertragungsnetzbetreiber nach Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 mitteilen. Hierfür reicht zunächst eine einfache Mitteilung auf der Internetseite des Netzbetreibers, dass der Netzbetreiber die Spitzenkappung der Planung zu Grunde gelegt hat, und zum Beispiel eine elektronische Nachricht (Fax oder Email an die genannten Empfänger) aus. Die Information des vorgelagerten Netzbetreibers und des Übertragungsnetzbetreibers 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. Übertragungsnetzbetreiber müssen dann die Spitzenkappung nach § 12a Absatz 1 Satz 4 EnWG und § 12b Absatz 1 Satz 3 bei der Netzentwicklungsplanung berücksichtigen.

Der Netzbetreiber muss darüber hinaus die Netzausbauplanung und die Berechnung der Spitzenkappung für sachkundige Dritte verständlich und nachvollziehbar dokumentieren und nach Satz 3 die Dokumentation auf Verlangen dem vorgelagerten Netzbetreiber, dem systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber, einem Einspeisewilligen (im Sinne des § 12 EEG 2014) oder einem an das Netz angeschlossenen 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 von Satz 1 bis 3 unberührt bleiben. Dies bedeutet insbesondere, dass der Netzbetreiber bei auftretenden Netzengpässen die erforderlichen Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach den §§ 13, 14 EnWG in Verbindung mit den §§ 11, 14, 15 EEG 2014 durchführt. Der operative Netzbetrieb ist von der Regelung des Absatz 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, Absatz 2a Satz 3 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 konkrete 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 abgeregelt 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 Jahrerzeugungsleistung einer Erneuerbare-Energien-Anlage, Grubengasanlage oder Kraft-Wärme-Kopplungs-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 Nummer 6

Zu Buchstabe a

Die Änderung der Überschrift trägt den Änderungen von Absatz 4 und 5 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 auch auf die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen.

Zu Buchstabe b

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) künftig auch die Betreiber von Anlagen zur Speicherung von Elektrizität oder Erdgas (Nummer 2) sowie die Anbieter von Lastmanagementmaßnahmen (Nummer 6) Verpflichtete der Regelung. Sie müssen den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen somit auf Verlangen 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, zum Beispiel als Reaktion auf Strompreissignale, oder auf Initiative eines Externen, zum Beispiel eines Netzbetreibers, im Rahmen der Erbringung von Systemdienstleistungen.

Durch die Erweiterung des Kreises der Verpflichteten können die Netzbetreiber 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, zum Beispiel 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 Übertragungsnetzen und der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sich mindestens auf die drei darin genannten

Datenkategorien (Stammdaten, Planungsdaten und Echtzeit-Daten, insbesondere Daten über die Ist-Einspeisung und den Ist-Verbrauch) bezieht, wobei zusätzliche Dateninhalte möglich sind, sofern sie für die in Satz 1 genannten Zwecke erforderlich sind. Stammdaten sind insbesondere solche Daten, die, wie zum Beispiel 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 neu aufgenommene Satz 3 regelt das Verhältnis des Energieinformationsnetzes zu dem neu eingeführten Marktstammdatenregister. Danach soll künftig vorrangig das Marktstammdatenregister an Stelle des Energieinformationsnetzes genutzt werden. Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sollen das Marktstammdatenregister nach § 111e nutzen, sobald und soweit ihnen dieses den Zugriff auf Daten im Sinne von Satz 2 eröffnet. In diesem Umfang sollen die Netzbetreiber von den in Satz 1 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 Vorschrift den Netzbetreibern die notwendige Flexibilität, um etwa übergangsweise auf die Verpflichteten nach Satz 1 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.

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 Übertragungsnetzbetreiber lediglich eine nationale Betrachtung enthält. Sie erscheint in einem zunehmend europäischen Strombinnenmarkt wenig aussagekräftig. An die Stelle der Leistungsbilanz durch die Übertragungsnetzbetreiber tritt das Monitoring der Versorgungssicherheit durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 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.

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 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie verpflichtet. Absatz 5 bündelt die Pflichten der Betreiber von Übertragungsnetzen und der vorgelagerten Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nunmehr als Pflichten der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen. Diese werden zur besseren Verständlichkeit enumerativ aufgelistet.

Satz 1 Nummer 1 enthält die bisher in § 12 Absatz 4 Satz 2 enthaltene Regelung. Danach müssen die Netzbetreiber sicherstellen, ihnen nach Absatz 1 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 4.

Nach Nummer 2 müssen Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen die nach Absatz 4 erhaltenen Informationen jeweils auf Anforderung in einer angemessenen Frist in anonymisierter Form an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die Zwecke des Monitorings nach § 51 übermitteln. Die Neufassung des Absatzes 5 Satz 1 Nummer 2

geht auf den Wegfall der Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber zurück. Die Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber zur jährlichen Erstellung und Übermittlung eines Berichts über die Leistungsbilanz für ihren Verantwortungsbereich entfällt künftig. Stattdessen müssen die Übertragungsnetzbetreiber und künftig auch die Verteilernetzbetreiber die Informationen, die sie nach Absatz 4 erhalten haben, auf Anforderung in einer angemessenen Frist an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die Zwecke des Monitorings nach § 51 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 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in die Lage zu versetzen, das Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 51 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 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in einer angemessenen Frist weitere verfügbare Informationen und Analysen übermitteln, sofern ihnen diese aufgrund ihrer Tätigkeit vorliegen und für die Zwecke des Monitorings nach § 51 erforderlich sind. Dazu zählen insbesondere verfügbare Informationen und gegebenenfalls eine gemeinsam von den Betreibern von Übertragungsnetzen in einer von dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 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 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 Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie auf Verlangen fortgesetzt und weiterentwickelt werden.

Nummer 2 und 3 legen jeweils fest, dass die Informationen nur nach Anforderung durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie übermittelt werden müssen. Damit wird unter anderem dem Vorrang des Marktstammdatenregisters Rechnung getragen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie soll nach Inbetriebnahme des Marktstammdatenregisters 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 den Nummern 4 und 5 auch für die Regulierungsbehörde.

Die in Absatz 5 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 Anforderung in einer von ihr zu bestimmenden Frist und Form für die Zwecke des Berichts nach § 63 Absatz 3a 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 Kraft-Wärme-Kopplungs-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, welche die Übertragungsnetzbetreiber 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 BNetzA 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 – zum Beispiel 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 § 51 Absatz 4 Satz 5 die Unternehmen und Vereinigungen von Unternehmen nennen müssen, die einen Stromverbrauch von mehr als zwanzig Gigawattstunden jährlich haben. Die

Regulierungsbehörde kann dabei auch Vorgaben machen, die Höhe des spezifischen Stromverbrauchs anzugeben. Die Regelung ist im Zusammenhang mit § 51 Absatz 4 Satz 5 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 zwanzig Gigawattstunden jährlich Informationen verlangen, die erforderlich sein können, um den heutigen und künftigen Beitrag von Lastmanagement im Adressatenkreis für die Versorgungssicherheit an den Strommärkten zu analysieren. Die Meldepflicht dient dazu, den Adressatenkreis im Rahmen von § 51 Absatz 4 Satz 5 EnWG sachgerecht bestimmen zu können.

Zu Absatz 6

In dem neuen Absatz 6 werden die bislang in § 12 Absatz 4 Satz 4 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 Festlegungen zu treffen zur Konkretisierung des Kreises der nach Absatz 1 Satz 1 Verpflichteten, zum Inhalt und zur Methodik, zu Details der Datenweitergabe und zum Datenformat der Bereitstellung an den Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen.

Zu Nummer 7

Mit der Änderung in § 12a Absatz 1 Satz 4 EnWG wird festgelegt, dass die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des gemeinsamen Szenariorahmens die Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG (neu) zu berücksichtigen haben. Um den Netzausbaubedarf auf ein wirtschaftlich sinnvolles Maß zu reduzieren, sind die Übertragungsnetzbetreiber 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 Bundesnetzagentur 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 Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans verpflichtet, die Regelungen der Spitzenkappung gemäß § 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) verwiesen.

Zu Nummer 8

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

Zu Nummer 9

Zu Buchstabe a

Die Änderungen in Absatz 1 dienen dazu, das Verhältnis der verschiedenen Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 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 sowie die Kapazitäts- und Klimareserve.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Der Begriff der Erzeugungsanlage wird bislang im § 13 Absatz 1a Satz 1 EnWG gesetzlich definiert. Künftig wird der Begriff auch im Rahmen der Kapazitäts- und Klimareserve sowie in anderen Regelungen gesetzlich verwendet. Es erscheint daher zur besseren Verständlichkeit des Rechts sachgerecht, den Begriff im Rahmen der allgemeinen Begriffsbestimmungen in § 3 Nummer 18c EnWG zu definieren. Im Rahmen von § 13 Absatz 1a Satz 1 wird daher nur noch von Erzeugungsanlagen gesprochen.

Zu Doppelbuchstabe bb

Aus rechtsförmlichen Gesichtspunkten wird der Begriff „Konkretisierung“ durch die Formulierung „näheren Bestimmung“ ersetzt.

Zu Buchstabe c

Die Absatzreihenfolge wird geändert, indem der bisherige Absatz 1b in den neuen Absatz 1c verschoben wird. Hintergrund ist der enge sachliche Zusammenhang des neuen Absatz 1b mit der Anpassung der Wirk- und Blindleistungseinspeisung (sogenannte Redispatch-Maßnahmen) nach § 13 Absatz 1a EnWG.

Zu Absatz 1b

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

Nach Satz 1 ist die Vergütung für die jeweilige Redispatch-Maßnahme nach Absatz 1a Satz 1 angemessen, wenn sie für den Betreiber der Anlage weder zu einer wirtschaftlichen Besser- noch zu einer Schlechterstellung der angeforderten Erzeugungsanlage gegenüber einer Teilnahme der Anlage an den Strommärkten führt. Eine Besser- oder Schlechterstellung von angeforderten Erzeugungsanlagen könnte zu einer nicht unerheblichen Verzerrung des Strommarktes führen und ist daher möglichst 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) zu erstatten. Es sind nur Kosten zu erstatten, welche 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 konkrete Anpassungen der Einspeisung. Darunter sind zum Beispiel die zusätzlichen Kosten für den Brennstoff oder Kohlendioxid-Emissionsrechte zu verstehen.

Nummer 2 gibt vor, dass ein anteiliger Werteverbrauch zu erstatten ist. Wie der anteilige Werteverbrauch zu bestimmen ist, ergibt sich aus Satz 4.

Nummer 3 regelt, dass die nachweisbaren entgangenen Erlösmöglichkeiten zu erstatten sind. 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 1a Satz 1 angefordert worden wäre, sofern 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.

Satz 3 regelt, dass der Anlagenbetreiber ersparte Erzeugungsaufwendungen an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber 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.

Satz 4 regelt, wie der anteilige Werteverbrauch nach Satz 2 Nummer 2 zu bestimmen ist. Die Bestimmung des Werteverbrauchs erfolgt auf Grundlage der handelsrechtlichen Restwerte und damit auch der handelsrechtlichen Nutzungsdauern der angeforderten Anlage. Der Anteil des Werteverbrauchs, der durch die jeweilige Redispatch-Maßnahme verursacht worden ist, ergibt sich aus dem Verhältnis der anrechenbaren Betriebsstunden im Rahmen von Maßnahmen nach Absatz 1a Satz 1 und den für die Anlage bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden. Dahinter steht die Annahme, dass durch die jeweilige Anforderung der Erzeugungsanlage ein zusätzlicher Werteverbrauch verursacht wird, der zu erstatten ist.

Satz 5 stellt klar, welche Kosten dem Betreiber einer Erzeugungsanlage nicht zu erstatten sind. Darunter fallen Kosten, die durch die grundsätzliche Teilnahme der Erzeugungsanlage am Strommarkt unabhängig von der angeforderten Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung entstehen. Zum Beispiel zählen dazu die Betriebsbereitschaftsauslagen und eine Verzinsung des gebundenen Kapitals, da diese Positionen für den Betreiber der angeforderten Erzeugungsanlage sowieso angefallen wären.

Satz 6 regelt die Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde. Danach kann die Regulierungsbehörde zur Bestimmung der angemessenen Vergütung nach den Sätzen 1 und 2 Vorgaben im Wege einer Festlegung nach § 29 Absatz 1 machen. Die Nummern 1 bis 6 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, bspw. einen Ersatz tatsächlicher Kosten, abzugelten. Durch die pauschale Vergütung für Redispatch-Maßnahmen müssen die dem konkreten 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.

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 zu machen.

Nummer 5 sieht vor, dass die Regulierungsbehörde für Betreiber von Anlagen, die ihre Wirk- oder Blindleistungseinspeisung vermindern, Vorgaben zur Bemessung der ersparten Erzeugungsaufwendungen machen kann.

Satz 7 gibt der Bundesnetzagentur die Möglichkeit, bei den Betreibern von Erzeugungsanlagen die für die Festlegungen nach Satz 6 und für die Prüfung der angemessenen Vergütung notwendigen Daten einschließlich etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse zu erheben. Ohne diese Daten wäre eine wirksame Prüfung der angemessenen Vergütung nicht möglich. Satz 8 verankert die Pflicht der Betreiber zur Erteilung einer Auskunft. Nach Satz 9 kann die Bundesnetzagentur 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 1c

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

Satz 1 regelt den Umfang der angemessenen Vergütung. Danach kann der Betreiber einer Anlage, die von dem Betreiber eines Übertragungsnetzes nach Absatz 1a Satz 1 und 2 angefordert wurde und die andernfalls auf Grund einer vorläufigen Stilllegung im erforderlichen Zeitraum nicht anfahrbereit wäre und der nach Absatz 1a Satz 2 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 notwendigen Erzeugungsauslagen für tatsächliche Anpassungen der Einspeisung und nach Nummer 3 den Werteverbrauch der Anlage für tatsächliche Anpassungen der Einspeisung.

Die Aufnahme eines neuen Satzes 2 in § 13 Absatz 1c dient der Konkretisierung und Klarstellung des Umfangs der Erstattung von Betriebsbereitschaftsauslagen. Danach sind Betriebsbereitschaftsauslagen von Anlagen nach Satz 1 zu erstatten, sofern und soweit diese nach dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz durch den Übertragungsnetzbetreiber anfallen und dem Netzreservebetrieb zu dienen bestimmt sind.

Es wird klargestellt, dass sowohl im Falle der vorläufigen wie auch im Fall der endgültigen Stilllegung eine Erstattung der Kosten bereits ab dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz der Anlage durch den Übertragungsnetzbetreiber 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 Übertragungsnetzbetreiber 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 Übertragungsnetzbetreiber 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 erfolgt die Bestimmung des Werteverbrauchs entsprechend der

Erstattung des Werteverbrauchs im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen nach Absatz 1b für die Anlage oder Anlagenteile ausgehend von den handelsrechtlichen Restwerten und damit auch der handelsrechtlichen Nutzungsdauern. Der Anteil des Werteverbrauchs, der durch die jeweilige Maßnahme nach Absatz 1a Satz 1 verursacht worden ist, ergibt sich aus dem Verhältnis der anrechenbaren Betriebsstunden im Rahmen von Maßnahmen nach Absatz 1a Satz 1 und den für die Anlage bei der Investitionsentscheidung betriebswirtschaftlich geplanten Betriebsstunden.

Der neue Satz 4 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 4 wird zudem 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. Aufgrund 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 4 für einen Zeitraum von vier Jahren nicht mehr möglich. Hierdurch werden die Beschränkungen für die Betreiber der Anlagen und Marktverzerrungen verringert.

Satz 5 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 6 stellt klar, dass für die Beurteilung des Restwertes investiver Vorteile nach Satz 4 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. Satz 7 regelt schließlich, dass die Bundesnetzagentur Vorgaben zur Ermittlung der anrechenbaren Betriebsstunden im Wege einer Festlegung nach § 29 Absatz 1 machen kann.

Zu Buchstabe d

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Änderung des Absatzes 4 stellt klar, dass die Pflicht zur Bilanzkreisabrechnung durch die Übertragungsnetzbetreiber insbesondere auch in Situationen hoher Knappheit besteht. In Zeiträumen, in denen die Übertragungsnetzbetreiber wegen hoher Knappheit Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG vornehmen müssen, darf im Regelfall keine Aussetzung der Bilanzkreisabrechnungen erfolgen. Schon nach der geltenden Rechtslage wird das Ruhen der Leistungspflichten nach Absatz 4 teilweise nach Sinn und Zweck dahingehend verstanden, dass die Pflichten, die sich aus der Bilanzkreisverantwortung ergeben, nicht oder zumindest nicht vollständig ruhend gestellt werden. Durch die Aufnahme eines 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 Übertragungsnetzbetreiber die Bilanzkreise in Einzelfällen ausnahmsweise nicht ab, zum Beispiel weil die Abrechnung der Bilanzkreise nach Durchführung von Zwangsschaltungen tatsächlich nicht mehr möglich war, 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.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine Folgeänderung durch die Änderungen in Artikel 1 Nummer 5 Buchstabe b.

Zu Doppelbuchstabe cc

Es handelt sich um eine Folgeänderung durch die Änderungen in Artikel 1 Nummer 9 Buchstabe d Doppelbuchstabe aa.

Zu Nummer 10

Zu Buchstabe a

Die Änderung der Überschrift trägt dem Umstand Rechnung, dass in den Absätzen 4 bis 6 die wesentlichen Grundsätze der Netzreserve gesetzlich verankert werden. Nach bisheriger Rechtslage wurden die wesentlichen Inhalte der Netzreserve im Rahmen der Verordnungsermächtigung in § 13b Absatz 1 Nummer 2 EnWG und in der Netzreserveverordnung auf Basis von § 13b Absatz 1 Nummer 2 EnWG geregelt. Die Änderung der Überschrift des § 13a EnWG führt zu mehr Transparenz und dadurch mehr Rechtsklarheit.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

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

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderung des neuen Satzes 4 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 4 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 Übertragungsnetzbetreiber wieder betriebsbereit gemacht werden kann. Die Änderung trägt somit zur Rechtsklarheit und Rechtssicherheit bei. Im Übrigen handelt es sich um redaktionelle Folgeänderungen, bedingt durch die Verschiebung von § 13 Absatz 1b in Absatz 1c.

Zu Doppelbuchstabe cc

Entsprechend der Klarstellung der Definition einer vorläufigen Stilllegung in Satz 4 wird durch die Änderung von Satz 5 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.

Die Streichung des Wortes „endgültig“ in Satz 6 ist Folgeänderung der Konkretisierung der Definitionen der vorläufigen und endgültigen Stilllegung in Satz 4 und 5. 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 und Ersetzung durch die Bezugnahme auf Satz 7 ist Folge der Verschiebung der Definition der Systemrelevanz von § 13a Absatz 2 in § 13a Absatz 1 Satz 7 EnWG. Die Definition der Systemrelevanz einer Anlage bezog sich bislang nur auf endgültige Stilllegungen. Dies erscheint angesichts der Praxis und der Regelungen in der Verordnung nach § 13b Absatz 1 Nummer 2 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 § 13 Absatz 1c Satz 2 EnWG zu sehen. Danach ist der Zeitpunkt der Systemrelevanzausweisung einer Anlage durch den Übertragungsnetzbetreiber für die Erstattung der Betriebsbereitschaftsauslagen von erheblicher Bedeutung. Die Änderung von Satz 6 stellt klar, dass der Anlagenbetreiber unverzüglich Kenntnis von dem Ergebnis der Prüfung erhalten muss. Die Änderung regelt gesetzlich die Informationspflicht und führt dadurch zu mehr Rechtsklarheit.

Die bisherige Definition der Systemrelevanz einer Anlage wird von Absatz 2 Satz 8 in Absatz 1 Satz 7 verschoben. Die Prüfung, ob die Stilllegung einer 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 3 und umfasst insbesondere die Gefahr örtlicher Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristiger Netzengpässe, und, dass die Haltung der Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann. Auch Mindermengen bei Ausschreibungen des Kapazitätssegments der Kapazitäts- und Klimareserve gemäß § 13d und der Verordnung nach § 13e 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 des Kapazitätssegments. 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.

Zu Buchstabe c

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Änderung der Bezugnahme ist eine redaktionelle Folgeänderung zu den Änderungen in Artikel 1 Nummer 10 Buchstabe b Doppelbuchstabe cc.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die bisherige Satz 8 wird ersetzt. Dies ist Folge der Verschiebung der Definition der Systemrelevanz einer Anlage in den Absatz 1. 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 bereits durch eine von der BNetzA bestätigte Systemanalyse nachgewiesen ist.

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 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.

Zu Buchstabe d

Zu Absatz 3

Der bisherige Satz 1 bleibt inhaltlich unverändert. Die in Satz 2 vorgenommene Streichung der Bezugnahme auf den Ablauf der Frist nach Absatz 1 Satz 1 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 Übertragungsnetzbetreiber die Anlage als systemrelevant ausweist. Zusätzliche Voraussetzung ist, dass die Erhaltungsauslagen tatsächlich der Vorhaltung und dem Einsatz der Anlage in der Netzreserve dienen. 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. Satz 3 regelt ausdrücklich, welche Rechtsfolgen mit der Geltendmachung der Erhaltungsauslagen oder der Betriebsbereitschaftsauslagen im Sinne von § 13 Absatz 1c verbunden sind. Danach darf der Betreiber der Anlage, der den Betreiber des Übertragungsnetzes auf Zahlung der Erhaltungsauslagen in Anspruch nimmt, die Anlage bis zu ihrer endgültigen Stilllegung ausschließlich nach Maßgabe angeforderter Systemsicherheitsmaßnahmen betreiben. Damit wird ein Gleichlauf zu der Regelung in § 13 Absatz 1c 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. Die Kostenerstattung für endgültig stillgelegte Anlagen wird in §§ 6 und 12 NetzResV geregelt.

Satz 4 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 Satz 2 und der Betriebsbereitschaftsauslagen nach § 13 Absatz 1c 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 5 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.

Zu Absatz 4

Der bisherige Absatz 4 wird gestrichen und durch einen neuen Absatz 4 ersetzt. Hintergrund hierfür ist, dass die Funktion der Absicherung des Strommarktes durch die Einführung einer Kapazitäts- und Klimareserve erfolgt und der Einsatz der Netzreserve an den Strommärkten nicht mit dem „Strommarkt 2.0“ im Einklang steht.

Stattdessen werden im neuen Absatz 4 die Eckpunkte der Netzreserve geregelt. Satz 1 regelt zunächst eine Definition der Netzreserve. Danach unterfallen der Netzreserve Anlagen nach § 13a Absatz 2 und 3, nach § 13 Absatz 1a Satz 2 und Absatz 1c sowie nach Maßgabe der Netzreserveverordnung, die von den Übertragungsnetzbetreibern zum Zweck der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems vorgehalten werden. Klarstellend werden insbesondere die Vorhaltung für die Bewirtschaftung von Netzengpässen sowie für die Spannungshaltung genannt. Damit werden Überschneidungen zu den Zwecken der Kapazitäts- und Klimareserve 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 Sätze 2 und 7 waren bislang in § 13b Absatz 1 Nummer 2 Satz 1 und 3 geregelt. Sie werden als wesentliche Eckpunkte der Netzreserve nun in § 13a Absatz 4 EnWG geregelt, ohne dass damit eine inhaltliche Änderung verbunden wäre. Für die Zwecke der besseren Lesbarkeit werden in Satz 2 die Anlagen, die die Netzreserve bilden, enumerativ aufgelistet. Satz 2 stellt wie bislang lediglich klar, dass die Netzreserve aus vorläufig stillgelegten systemrelevanten Anlagen (Nummer 1), aus systemrelevanten Anlagen, bei denen eine vorläufige oder endgültige Stilllegung zu besorgen ist (Nummer 2) sowie aus neu zu errichtenden Anlagen gebildet wird (Nummer 3).

Ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 besteht nach Satz 3 für die Netzreserve ein Bedarf von bis zu zwei Gigawatt an neu zu errichtenden Anlagen in Süddeutschland. 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 Süddeutschland 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 Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer durchzuführenden Bedarfsanalyse zu berücksichtigen ist. Satz 4 regelt, dass die Übertragungsnetzbetreiber den spezifischen Bedarf an neu zu errichtenden Anlagen nach Satz 3 im Rahmen der von ihnen durchzuführenden Analysen bestimmen. Als Maßstab legen sie dabei die Anforderungen nach § 3 der Netzreserveverordnung zugrunde. Sie binden anschließend je nach Ergebnis der Analysen bis zu zwei Gigawatt neu zu errichtende Anlagen durch ein

Ausschreibungsverfahren. Die Vergütung ergibt sich aus dem Ausschreibungsverfahren und wird in einem Vertrag zwischen Kraftwerksbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber 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 Kapazitäts- und Klimareserve genutzt werden, um Leistungsbilanzdefizite infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage auf den Strommärkten im deutschen Netzregelverbund auszugleichen, und auf den Umfang des zu beschaffenden Kapazitätssegments angerechnet werden. Auf diese Weise werden beide Reserven effizient verzahnt und Synergieeffekte genutzt. Ergeben die Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber in den darauffolgenden Jahren, dass im Rahmen der Netzreserve kein Bedarf mehr für die Anlagen besteht, so werden sie weiterhin als Kapazitäts- und Klimareserve genutzt und unterstehen den hierfür geltenden Regelungen.

Die in Satz 4 festgelegte 15-jährige Vertragslaufzeit ermöglicht so eine kosteneffiziente Nutzung der neu zu errichtenden Anlagen in der langfristig angelegten Kapazitäts- und Klimareserve. Sie orientiert sich zugleich an den in der Energiewirtschaft üblichen Abschreibungsdauern für Gasturbinenkraftwerke.

Nach Satz 5 gelten für die Bindung der neu zu errichtenden Erzeugungsanlagen die Regelungen des Beschaffungsverfahrens des Kapazitätssegments nach § 13d Absatz 3 und der Rechtsverordnung nach § 13e entsprechend. Die Verordnung zur Kapazitäts- und Klimareserve nach § 13e 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 des Kapazitätssegments, 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 Übertragungsnetzbetreibers nach den Regelungen der Rechtsverordnung nach § 13e die Einspeisung ihrer Anlage anzupassen.

Satz 7 präzisiert, dass die Einbeziehung neu zu errichtender Anlagen nach Satz 2 über den Bedarf nach Satz 3 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 Satz 2 Nummer 1 und 2 gefährdet wäre oder eine Ertüchtigung bestehender Anlagen im Vergleich zur Beschaffung einer neu zu errichtenden Anlage nicht wirtschaftlich ist. Inhaltlich sind damit keine Änderungen gegenüber der geltenden Rechtslage verbunden.

Zu Absatz 5

Absatz 5 enthält umfassende Regelungen zu dem Verhältnis und der Verschränkung der Netzreserve zu beziehungsweise mit der neu eingeführten Kapazitäts- und Klimareserve nach § 13d 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 § 13d EnWG auch an dem Verfahren der Beschaffung des Kapazitätssegments der Kapazitäts- und Klimareserve teilnehmen. Anlagen der Netzreserve haben grundsätzlich eine andere

Funktion als die Anlagen der Kapazitäts- und Klimareserve. 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 des Kapazitätssegments teilnehmen können. Dies sichert eine enge Verzahnung beider Reserven.

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

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

Satz 4 verweist wegen der Einzelheiten auf die Regelungen zur Kapazitäts- und Klimareserve nach der Verordnung nach § 13e EnWG.

Zu Absatz 6

§ 13a Absatz 6 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 Übertragungsnetz- und Anlagenbetreibern nach Abstimmung mit der BNetzA erfolgt. Wegen der Einzelheiten wird auf die Regelungen der Netzreserveverordnung nach § 13b Absatz 1 Nummer 2 EnWG verwiesen. 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 § 13b Absatz 1 Nummer 2 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 Nummer 11

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Zu Dreifachbuchstabe aaa

Aus rechtsförmlichen Gründen wird der Begriff „Konkretisierung“ durch die Wörter „nähere Bestimmung“ ersetzt. Im Übrigen handelt es sich in Buchstabe a um eine redaktionelle Folgeänderung durch die Verschiebung des bisherigen § 13 Absatz 1b in den neuen § 13 Absatz 1c EnWG nach Artikel 1 Nummer 9 Buchstabe c.

Es handelt sich in Buchstabe b um eine redaktionelle Änderung durch die Verschiebung der Definition einer systemrelevanten Anlage von § 13a Absatz 2 Satz 8 und 9 in Absatz 1 Satz 6 EnWG.

Zu Dreifachbuchstabe bbb

Es handelt sich um eine redaktionelle Klarstellung der bestehenden Regelung.

Zu Dreifachbuchstabe ccc

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung durch die Verschiebung des § 13 Absatz 1b in den neuen § 13 Absatz 1c EnWG in Artikel 1 Nummer 9 Buchstabe c.

Zu Dreifachbuchstabe ddd

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung durch Aufnahme eines neuen Absatzes 1c in § 13 EnWG.

Zu Dreifachbuchstabe eee

Die Änderung steht im Zusammenhang mit den Änderungen in § 13 Absatz 1c Satz 3 und 4 EnWG. Bezüglich der Änderung wird daher auf die Begründung zu Artikel 1 Nummer 9 Buchstabe c verwiesen.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderung von § 13b Absatz 1 Nummer 2 EnWG ist eine Folgeänderung zu der Aufnahme von Eckpunkten der Netzreserve in § 13a Absatz 4 bis 6 EnWG.

Die bisherigen Sätze 1 und 3 finden sich weitgehend unverändert in § 13a Absatz 4 EnWG wieder. Zu dem Verfahren zur Bildung und zur Beschaffung der Netzreserve gehört auch die Prüfung des Bedarfs an Netzreserve. Klarstellend werden ergänzend zu dem Zweck der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der Verordnungsermächtigung ausdrücklich auch Regelungen zu der angemessenen Vergütung, zu den Anforderungen an diese Anlagen sowie zu dem Einsatz der Anlagen in der Netzreserve aufgeführt. Der bisherige Satz 2 wird ersatzlos gestrichen. Der bisherige Satz 4 ist nunmehr Satz 2.

Eine inhaltliche Änderung betrifft die Streichung der Befristung der Regelungen der Rechtsverordnung. Nach bisheriger Rechtslage waren die Regelungen bis zum 31. Dezember 2017 befristet. Das gegenwärtig vorgesehene Auslaufen der Regelungen kommt zu früh. Insbesondere wäre ein Auslaufen der Netzreserve bis zum Abschluss wichtiger Netzausbauvorhaben und vor dem Kernenergieausstieg mit Versorgungssicherheitsrisiken verbunden. Vor diesem Hintergrund werden Reservekraftwerke über diesen Zeitpunkt hinaus benötigt und die Netzreserve wird entfristet. Diese Änderung ist im Zusammenhang mit der Evaluierungsregelung in § 63 Absatz 2a EnWG zu sehen.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung, bedingt durch die Änderung der Absatzreihenfolge in § 13 Absatz 1b und 1c EnWG nach Artikel 1 Nummer 9 Buchstabe c.

Zu Nummer 12

Zu Buchstabe a

Die in § 13a Absatz 2 Satz 8 und 9 EnWG aufgenommene Möglichkeit, die Dauer der Ausweisung über den Zeitraum von 24 Monaten hinaus zu verlängern, ist auch in § 13c Absatz 1 Satz 2 und 3 EnWG 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 § 13a Absatz 2 Satz 9 EnWG eine Dauer von 24 Monaten nicht überschreiten, es sei denn, die Systemrelevanz der Anlage wird durch eine von der BNetzA bestätigte Systemanalyse nachgewiesen und erfordert eine längere Ausweisung.

Zwar kommt dem Argument der wirtschaftlichen Planungssicherheit für Betreiber und Belegschaft bei § 13c EnWG keine Bedeutung zu, da die Rechtsfolgen einer genehmigten Systemrelevanzausweisung bei § 13c 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 Übertragungsnetzbetreibern und der BNetzA ist es daher sachgerecht, die Ausweisungs- und Genehmigungszeiträume langfristiger auszugestalten. Als Prüfungsmaßstab für die Feststellung der Systemrelevanz nach § 13c Absatz 1 Satz 3 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 § 13c EnWG ist.

Zu Buchstabe b

Aus rechtsförmlichen Gesichtspunkten wird der Begriff „Konkretisierung“ durch die Formulierung „näheren Bestimmung“ ersetzt.

Zu Nummer 13

Zu § 13d

§ 13d EnWG enthält die tragenden Grundsätze zur Einführung einer Kapazitäts- und Klimareserve. Die Einführung einer Kapazitäts- und Klimareserve 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 einerseits, insbesondere in der Übergangsphase bis Mitte der 2020er Jahre die Stromversorgung zusätzlich abzusichern, andererseits Klimaschutzziele zu erreichen.

Weitere Details zur Kapazitäts- und Klimareserve regelt künftig die Kapazitäts- und Klimareserververordnung, die aufgrund des § 13e EnWG erlassen wird.

Zu Absatz 1

In Absatz 1 werden die Grundsätze der Bildung der Kapazitäts- und Klimareserve verankert. Diese wird nach Satz 1 ab dem 1. Januar 2017 schrittweise gebildet. In der Reserve wird Leistung außerhalb der Strommärkte vorgehalten, um Marktverzerrungen zu vermeiden. Nach den Sätzen 2 und 3 dient diese Leistung dazu, 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 auszugleichen. Leistungsbilanzdefizite sind hier Differenzen zwischen der Stromentnahme und der Stromeinspeisung im deutschen Netzregelverbund, die nicht mit der am Strommarkt verfügbaren Leistung aus Erzeugungsanlagen, Speicher und Lastmanagement oder durch Regelenergie ausgeglichen werden können. Die Reserveleistung kann bei Bedarf von den Betreibern der Übertragungsnetze eingesetzt werden. Die Reserveleistung darf ausschließlich auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber einspeisen, um Marktverzerrungen zu vermeiden. Deren Zuständigkeit wird durch Satz 2 klargestellt.

Zu Absatz 2

Nach Absatz 2 besteht die Kapazitäts- und Klimareserve aus zwei Segmenten, dem Kapazitätssegment und dem Klimasegment. In Absatz 2 Nummer 1 und 2 werden die beiden Segmente definiert. Nummer 1 definiert das Kapazitätssegment als Segment, in dem technologieneutral Erzeugungsanlagen gebunden werden unabhängig davon, mit welchem Energieträger sie befeuert werden. Das Kapazitätssegment dient ausschließlich zur Vermeidung einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, sofern an den Strommärkten keine hinreichende Leistung mehr zur Beseitigung von Leistungsbilanzdefiziten zur Verfügung steht.

Die zu beschaffende Reserveleistung dient ausschließlich zur Absicherung der Stromversorgung bei unvorhersehbaren Ereignissen. Mit der Kapazitäts- und Klimareserve wird ein Kapazitäts-Puffer geschaffen, das heißt zusätzliche Kapazitäten neben den am Strommarkt aktiven Kapazitäten.

Nach Nummer 2 handelt es sich bei dem Klimasegment um ein Segment, in dem nur mit Braunkohle befeuerte Erzeugungsanlagen gebunden werden, um zusätzlich zum Zweck der Gewährleistung von Versorgungssicherheit nach Nummer 1 die Kohlendioxidemissionen im Bereich der Elektrizitätsversorgung zu verringern und damit einen Beitrag zur Erreichung der nationalen (Reduktion der Emissionen um mindestens 40 Prozent bis zum Jahr 2020 und um 80 bis 95 Prozent bis zum Jahr 2050 jeweils gegenüber dem Jahr 1990) Klimaschutzziele zu leisten, die im Kontext der ebenfalls zu berücksichtigenden europäischen und internationalen Klimaschutzziele stehen. Braunkohlekraftwerke haben besonders hohe Kohlendioxid-Emissionen und zudem aufgrund des gegenwärtigen Marktumfelds eine sehr hohe Auslastung. In der Reserve werden sie dagegen nie oder nur noch selten Strom produzieren. Zudem werden sie anschließend stillgelegt. Deshalb führt die Aufnahme von Braunkohlekraftwerken in die Reserve zu substantiellen Kohlendioxid-Einsparungen.

Zu Absatz 3

§ 13d Absatz 3 EnWG regelt die wesentlichen Inhalte, das Verfahren und den Zeitpunkt der Beschaffung des Kapazitätssegments. Nach Satz 1 erfolgt die Bildung des Kapazitätssegments 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 2017, durch. Satz 3 regelt den Umfang der im Kapazitätssegment gebundenen Leistung. Das Kapazitätssegment wird sukzessive aufgebaut. Die Anlagen aus dem Kapazitätssegment sollen erstmalig zum Winterhalbjahr 2019/2020 gebunden werden. Hintergrund hierfür ist, dass das Kapazitätssegment in seinem vollen Umfang voraussichtlich erst in den Jahren ab 2020 zur Absicherung des Strommarktes benötigt wird, wenn die vorhandenen Überkapazitäten abgebaut, d.h. diese Erzeugungsanlagen stillgelegt wurden und somit nicht mehr auf dem Strommarkt zur Verfügung stehen.

Nach Satz 3 Nummer 1 werden in dem Kapazitätssegment für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2019/2020 Erzeugungsanlagen mit einer Reserveleistung von 0,8 Gigawatt gebunden, nach Nummer 2 für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 eine Reserveleistung von 1,7 Gigawatt, nach Nummer 3 für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 eine Reserveleistung von 3,1 Gigawatt und nach Nummer 4 für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2022/2023 vorbehaltlich des Absatzes 7 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 Übertragungsnetzbetreibern 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 § 13e.

Um klarzustellen, worauf sich die Jahreshöchstlast bezieht, wird in Nummer 4 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 Bundesnetzagentur nach § 3 Absatz 1 der Netzreserveverordnung zu entnehmen. Ebenfalls klargestellt wird, dass der Jahreshöchstlastwert auch Netzverluste umfasst. Die Ausgangsgröße der Kapazitäts- und Klimareserve 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 jährlichen 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.

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

Satz 5 regelt die Verzahnung des Kapazitätssegments mit den nach § 13a Absatz 4 Satz 3 und 4 des Energiewirtschaftsgesetzes bis zu zwei Gigawatt neu zu errichtenden Erzeugungsanlagen. Im Rahmen des Beschaffungsverfahrens nach Satz 1 sind bei dem Umfang des Kapazitätssegments in der Planung und im Bau befindliche neu zu errichtende Erzeugungsanlagen nach § 13a Absatz 4 Satz 3 und 4 zu berücksichtigen, das heißt auf den Umfang des Kapazitätssegments anzurechnen.

Zu Absatz 4

§ 13d Absatz 4 EnWG regelt die wesentlichen Vorgaben für die Bildung des Klimasegments. Satz 1 verankert den Grundsatz, dass die Bildung des Klimasegments in Abstimmung zwischen der Bundesregierung und den Betreibern der Erzeugungsanlagen erfolgt. Das bedeutet insbesondere, dass die Bundesregierung grundsätzlich in Abstimmung mit den Betreibern der Erzeugungsanlagen und im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben in § 13d EnWG entscheiden wird, welche Erzeugungsanlagen zu welchem Zeitpunkt in das Kapazitätssegment überführt werden, wie der Reservebetrieb konkret ausgestaltet sein wird und welche Kosten den Betreibern erstattet werden. Die Einzelheiten des Klimasegments werden in der Verordnung nach § 13e EnWG geregelt. § 13d Absatz 4 Satz 1 EnWG gilt nicht für den Vollzug der Verordnung nach § 13e EnWG.

Satz 2 regelt den Grundsatz der Kostenerstattung. Danach erhalten die Braunkohlekraftwerksbetreiber die für die Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft notwendigen Kosten und Auslagen erstattet. Satz 3 verankert den Umfang des Klimasegments sowie die Laufzeit der Anlagen in dem Klimasegment. Nach Nummer 1 wird in dem Klimasegment für die Leistungserbringung ab dem 1. Januar 2017 eine installierte Nettoleistung von [0,9] Gigawatt, nach Nummer 2 für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2017/2018 eine installierte Nettoleistung von [0,9] Gigawatt jeweils für die Dauer von vier Jahren gebunden. Nach Nummer 3 beträgt die installierte Nettoleistung für die Leistungserbringung ab dem Winterhalbjahr 2018/2019 weitere [0,9] Gigawatt, so dass sodann insgesamt 2,7 Gigawatt Leistung im Klimasegment gebunden sein werden. Satz 4 geht auf die unterschiedliche Bezugsgröße des Kapazitäts- und des Klimasegments zurück. Während es bei dem Klimasegment zur Einsparung von Kohlendioxid-Emissionen auf die installierte Nettoleistung ankommt, kommt es aus Gründen der Versorgungssicherheit bei dem Kapazitätssegment auf die vertraglich gebundene Leistung an, die zur Einspeisung im Notfall tatsächlich zur Verfügung steht. Diese Leistungen können auseinanderfallen. Daher regelt Satz 4, dass die im Klimasegment gebundenen Erzeugungsanlagen mindestens 90 Prozent der jeweils installierten Nettoleistung als Reserveleistung in der Kapazitäts- und Klimareserve zur Verfügung stellen müssen. Damit wird gewährleistet, dass die Gesamtreservegröße nach Absatz 1 sachgerecht bestimmt werden kann und die Kapazitäts- und Klimareserve den Strommarkt ausreichend absichern kann.

Zu Absatz 5

Absatz 5 regelt das grundsätzliche Vermarktungs- und Rückkehrverbot für Reserveanlagen an die Strommärkte. Nach Nummer 1 dürfen die Betreiber von Erzeugungsanlagen, die in der Kapazitäts- und Klimareserve 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 Leistungsbilanzdefizite 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 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 Kapazitäts- und Klimareserve gebunden sind (Rückkehrverbot). Davon unberührt bleibt die Möglichkeit der Erzeugungsanlagen im Kapazitätssegment, mehrfach an dem Beschaffungsverfahren teilzunehmen. In einem solchen Fall gilt das Rückkehrverbot erst für den Zeitraum nach der letztmaligen Bindung der Anlage in dem Kapazitätssegment. Soweit eine Anlage für einen bestimmten Erbringungszeitraum nicht für das Kapazitätssegment 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 Kapazitäts- und Klimareserve weiterhin in der Netzreserve zum Einsatz kommen können, wenn diese als systemrelevante Anlagen ausgewiesen worden sind.

Absatz 6

Absatz 6 regelt das Monitoring des Klimasegments. Danach überprüft das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit bis zum 30. Juni 2018 und dann alle zwei Jahre, in welchem Umfang Kohlendioxidemissionen durch das Klimasegment zusätzlich eingespart werden.

Satz 2 regelt, dass die Betreiber von Erzeugungsanlagen, die mit Braunkohle befeuert werden, bis zum 31. Oktober 2018 in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einen Vorschlag vorlegen, mit welchen geeigneten Maßnahmen sie ab dem Jahr 2018 jährlich bis zu 1,5 Millionen Tonnen Kohlendioxidemissionen zusätzlich einsparen werden, wenn absehbar ist, dass die durch die Braunkohlewirtschaft einzusparenden Kohlendioxidemissionen nicht erreicht werden. Hintergrund hierfür ist, dass die Braunkohlewirtschaft zugesagt hat, dass die schrittweise Überführung von Braunkohlekraftwerken im Umfang von 2,7 Gigawatt in die Kapazitäts- und Klimareserve und ihre anschließende Stilllegung zu einer zusätzlichen Emissionsminderung im Vergleich zu dem Projektionsbericht 2015 der Bundesregierung von 12,5 Millionen Tonnen im Jahr 2020 führen wird. Insoweit bestehen aber Unsicherheiten. Vor diesem Hintergrund hat sich die Braunkohlewirtschaft verpflichtet, zusätzlich zum Klimasegment eine zusätzliche Minderung in Höhe von bis zu 1,5 Millionen Tonnen Kohlendioxid pro Jahr ab dem Jahr 2018 zu erbringen, falls das Klimasegment nach den Prognosen nicht zu einer Emissionsminderung von 12,5 Millionen Tonnen Kohlendioxid führen wird. Diese Minderung muss zusätzlich zu der Projektion im Projektionsbericht der Bundesregierung 2015 sein. Sofern bei der Überprüfung des Klimasegmentes im Jahr 2018 daher absehbar ist, dass diese zusätzliche Emissionsminderung nicht erreicht wird, legen die Betreiber in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einen Vorschlag vor, um die zusätzlich notwendigen Emissionsminderungen zu erreichen. Satz 3 regelt den Fall, dass nach Satz 2 kein abgestimmter Vorschlag oder dieser nicht rechtzeitig vorgelegt wird. In diesen Fällen kann das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie durch Rechtsverordnung nach § 13e Absatz 3 weitere installierte Leistung im Klimasegment binden. Die Bindung weiterer installierter Leistung ist durch eine Änderung der Kapazitäts-

und Klimareserveverordnung umzusetzen. Diese Änderung bedürfte aufgrund der besonderen Bedeutung der Zustimmung des Deutschen Bundestages (§ 13e Absatz 3 EnWG).

Absatz 7

Die Bundesnetzagentur überprüft und entscheidet bis zum 31. Oktober 2018 und dann mindestens alle zwei Jahre, ob eine Anpassung des Umfangs des Kapazitätssegments erforderlich ist; hierbei muss sie den Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 63 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 zugrunde legen. Die Entscheidung ist zu begründen und zu veröffentlichen.

Absatz 7 regelt das Monitoring des Kapazitätssegments durch die BNetzA. Nach Satz 1 muss die BNetzA alle zwei Jahre, erstmalig bis zum 31. Oktober 2018, prüfen und entscheiden, ob eine Anpassung des Umfangs des Kapazitätssegments erforderlich ist. Durch das Monitoring des Kapazitätssegments 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 Nummer 2 EnWG zu Grunde zu legen. Der Bericht kann Angaben zu dem Umfang des Kapazitätssegments im Hinblick auf die Versorgungssicherheit enthalten. So kann sich insbesondere aus dem Bericht zur Versorgungssicherheit eine Empfehlung für die Anpassung des Umfangs des Kapazitätssegments 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 zum Beispiel Situationen eintreten, in denen eine Anpassung des Umfangs des Kapazitätssegments insbesondere aus kurzfristigen Gründen notwendig wird, die in dem Bericht noch nicht oder nicht umfassend berücksichtigt sind. Der Umfang des Kapazitätssegments soll dabei in Megawatt ohne Nachkommastellen gerundet angegeben werden. Aus Gründen der Transparenz ist die Entscheidung der Bundesnetzagentur nach Satz 2 zu begründen und zu veröffentlichen.

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

Zu § 13e

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

Zu Absatz 1

Absatz 1 enthält eine Verordnungsermächtigung speziell für das Kapazitätssegment der Kapazitäts- und Klimareserve. Ein Großteil der Vorschriften ermächtigt die Bundesregierung, Regelungen zum Beschaffungsverfahren für das Kapazitätssegment zu treffen. Daneben wird die Bundesregierung aber auch ermächtigt, die sonstige Ausgestaltung des Kapazitätssegments durch Verordnung zu regeln.

Mit Nummer 1 wird die Möglichkeit vorgesehen, das Verhältnis des Kapazitätssegmentes zur Netzreserve nach § 13a Absatz 4 EnWG und zu netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 EnWG sowie ihres Einsatz 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 Übertragungsnetzbetreiber 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 in Megawatt (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 Höchstbeträgen (Buchstabe d), zu der Anzahl der Bierrunden und dem Ablauf des Beschaffungsverfahrens (Buchstabe e), sowie zur Nachbeschaffung von Mengen (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 Teilanlagen, 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 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 Art, der Form und dem Inhalt 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 Übertragungsnetzbetreibern der notwendige Spielraum bei der Zuschlagserteilung gelassen werden.

Mit Nummer 6 können in der Verordnung auch Vorgaben zu der Berücksichtigung der durch das Kapazitätssegment entstehenden Kosten der Übertragungsnetzbetreiber 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, den Einsatz der Anlagen des Kapazitätssegments zu regeln. Zugleich können die zu erstattenden Kosten für den Betrieb der Anlage in Mindestlast und in Volllast festgelegt sowie die Kosten für die Durchführung von Probeläufen beziffert werden. 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 §§ 13 Absatz 1a und 1c, § 13a EnWG sowie der Verordnung nach § 13b Absatz 1 Nummer 2 als Netzreserve verpflichtet worden und an das Netz angeschlossen sind. Dadurch besteht die Möglichkeit, die bestehenden Verträge mit Anlagen aus der Netzreserve mit der Kapazitäts- und Klimareserve zu verzahnen.

Nummer 11 ermöglicht Regelungen zur Länge der vertraglichen Verpflichtung bei bestehenden und neuen Anlagen des Kapazitätssegments. 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.

Gemäß Nummer 12 kann die Verordnung Bestimmungen zu der Art, den Kriterien, dem Umfang, den Bedingungen sowie der Reihenfolge des Einsatzes der Anlagen des Kapazitätssegments durch die Betreiber der Übertragungsnetze treffen. Dies beinhaltet die Möglichkeit, den Einsatz von Kapazitäts- und Klimareserveanlagen 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 Regenergiemärkten unzulässig ist. Solche Vorgaben können auch deswegen erforderlich sein, um eine Beeinträchtigung des Wettbewerbs auf diesen Märkten zu verhindern.

Nummer 14 lässt Regelungen zu, die sicherstellen, dass die Anlagen des Kapazitätssegments 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 des Kapazitätssegments 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 reduzieren (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 dem 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.

Abschließend können durch Nummer 17 nähere Bestimmungen zu der Anpassung des Umfangs des Kapazitätssegments und den Kriterien für die Anpassung durch die BNetzA erlassen werden. Diese Regelung ist im Zusammenhang mit § 13d Absatz 7 zu sehen. Danach ist die BNetzA zur Überprüfung des Umfangs des Kapazitätssegments 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 des Kapazitätssegments 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 Bundesnetzagentur, wie der nach § 13d Absatz 3 Nummer 4 zugrunde zu legende Wert der durchschnittlichen Jahreshöchstlast berechnet wird und worauf er sich bezieht.

Zu Absatz 2

Absatz 2 enthält eine Verordnungsermächtigung speziell für das Klimasegment der Kapazitäts- und Klimareserve. Dabei wird der Ordnungsgeber in Nummer 1 ermächtigt, die konkreten Kraftwerksblöcke in dem Klimasegment und den Zeitpunkt der Überführung in das Klimasegment zu regeln. Hierbei kann geringfügig (in Höhe von zehn Prozent) von den Gigawatt-Zahlen in § 13d Absatz 4 abgewichen werden, um betriebswirtschaftlich optimale Lösungen bei den einzelnen in die Reserve zu überführenden Blöcken zu finden. Sofern mehr als zehn Prozent mehr Leistung in das Klimasegment überführt werden soll, muss dies auf die Ermächtigungsgrundlage des Absatz 3 gestützt werden und bedarf dann der Zustimmung des Deutschen Bundestages.

In Nummer 2 wird klargestellt, dass die Verordnungsermächtigung nach Absatz 1 zum Kapazitätssegment für das Klimasegment entsprechend gilt, mit Ausnahme der Ermächtigung, das Beschaffungsverfahren zu regeln. Hintergrund für diese Regelung ist, dass beide Segmente der Kapazitäts- und Klimareserve viele Gemeinsamkeiten haben. Das gilt insbesondere für die technischen und rechtlichen Anforderungen an die Anlagen in der Reserve und für den Einsatz der Anlagen. Insoweit kann der Ordnungsgeber auch für die Ausgestaltung des Klimasegments auf die Verordnungsermächtigung nach Absatz 1 zurückgreifen. Dagegen unterscheiden sich beide Segmente grundlegend bei der Beschaffung: Das Kapazitätssegment wird in einem wettbewerblichen Verfahren beschafft; das Klimasegment muss aufgrund der geringen Anzahl von Betreibern von Braunkohlekraftwerken im Verhandlungsweg beschafft werden. Entsprechend ist für die Beschaffung des Klimasegments und damit zusammenhängend für den Zeitpunkt der

Überführung der Anlagen in das Klimasegment sowie für die Kostenerstattung der Betreiber eine gesonderte Verordnungsermächtigung für das Klimasegment erforderlich (Nummern 1 und 3). Zudem ist eine gesonderte Verordnungsermächtigung für die Überprüfung des Klimasegments erforderlich (Nummer 4).

Zu Absatz 3

Absatz 3 sieht eine besondere Ermächtigung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vor, den Umfang des Klimasegments abweichend von § 13d Absatz 4 Satz 3 festzulegen, insbesondere weitere installierte Leistung für die Zeit ab dem Winterhalbjahr 2018/2019 oder folgende Winterhalbjahre im Klimasegment zu binden, soweit dies nach § 13d Absatz 6 zur Erreichung der Klimaschutzziele erforderlich ist. Diese Verordnung bedarf aufgrund ihrer besonderen politischen Bedeutung der Zustimmung des Deutschen Bundestages.

Zu Absatz 4

Absatz 4 legt eine Reihe von Festlegungskompetenzen der BNetzA fest. Danach wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates im Anwendungsbereich des § 13d EnWG die BNetzA zu ermächtigen, Festlegungen nach § 29 Absatz 1 EnWG zu treffen, die sich im Anwendungsbereich des Kapazitätssegments auf die nähere Bestimmung der Regelungen nach Absatz 1 Nummer 1 bis 17 beziehen (Nummer 1), im Anwendungsbereich des Klimasegmentes auf die nähere Bestimmung der Regelungen nach Absatz 2 Nummer 2 in Verbindung mit Absatz 1 Nummer 1, 2, 6 bis 14 und 16 und nach Absatz 2 Nummer 3. Damit werden umfangreiche Festlegungskompetenzen der BNetzA gesetzlich verankert. Diese ermöglichen insbesondere auch Festlegungen im Zusammenhang mit den Anforderungen zu Art, Form und Inhalt des Beschaffungsverfahrens und der Zuschlagserteilung, den Teilnahmebedingungen, den Anforderungen für die Anerkennung der durch das Beschaffungsverfahren bei den Übertragungsnetzbetreibern entstehenden Kosten, der Sicherstellung des Betriebs der Kapazitäts- und Klimareserveanlagen, des Einsatzes und der bilanziellen Behandlung der Strommengen sowie den Anforderungen an einen Kostenausgleichsmechanismus zwischen den Betreibern der Übertragungsnetze.

Zu Nummer 14

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 Übertragungsnetzbetreiber 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 Übertragungsnetzbetreiber als auch vom Verteilernetzbetreiber als systemrelevant ausgewiesen worden, kommt der Ausweisung des Übertragungsnetzbetreibers aus Gründen der Systemsicherheit Vorrang zu.

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

Zu Nummer 15

Die Aufnahme eines neuen Satzes 2 in § 16 Absatz 3 EnWG dient dazu, entsprechend der Änderungen in dem neuen § 13 Absatz 4 Satz 2 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 handelt sich um eine rein redaktionelle Folgeänderung durch Einfügung eines neuen Absatzes 2 in § 11 EnWG.

Zu Nummer 16

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 Vorschriften 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

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

Zu Nummer 17

Das aktuelle Kraftwerksmonitoring erfasst nach § 35 Absatz 1 Nummer 12 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 18

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 zum Beispiel die gesetzlichen Transparenzanforderungen 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 Kraft-Wärme-Kopplungs-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 wird auf den Probebetrieb 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

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

Zu Nummer 19

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 20

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 zum Beispiel der Beitrag von Lastmanagement oder (grenzüberschreitende) Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien.

Die Regelung des § 51 steht im Zusammenhang mit § 63 EnWG. Auf Grund des laufenden Monitorings nach den Absätzen 1 bis 4 erstellt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie nach § 63 Absatz 1a, 1b und 2 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 1a, 1b und 2 veröffentlicht.

Zu Absatz 1

Satz 1 stellt zunächst klar, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 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 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wie nach bisheriger Rechtslage die Befugnisse nach den §§ 12a, 12b, 14 Absatz 1a und 1b, den §§ 68, 69 und 71 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.

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 Elektrizitätsversorgungsnetze 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 Kapazitäts- und Klimareserve in das Monitoring einbezogen, die außerhalb der Strommärkte vorgehalten werden; ebenfalls einbezogen werden Stilllegungen.

Neu aufgenommen werden in Nummer 3 die bestehenden sowie die in der Planung und im Bau befindlichen Verbindungsleitungen sowie die in den Anlagen zum Energieleitungsausbaugesetz und zum Bundesbedarfplangesetz genannten Vorhaben. Dies ist von Bedeutung, um die Versorgungssicherheit mittel- und langfristig sachgerecht beurteilen zu können. Der Begriff „Verbindungsleitungen“ erfasst sowohl Leitungen innerhalb von 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 sowie von Maßnahmen der Betreiber von Übertragungsnetzen oder der Betreiber der vorgelagerten Elektrizitätsverteilernetze, die kurz- und langfristig zur Gewährleistung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des

Elektrizitätsversorgungssystemen ergriffen werden. Darunter fällt zum Beispiel auch der Einsatz von Erzeugungskapazität für die Netzreserve, insbesondere Redispatch-Maßnahmen, gegebenenfalls aber auch der Einsatz der Klima- und 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 Kraftwerksausfälle 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 eine 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 zum Beispiel 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 einerseits die Messung, andererseits 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, die dazu dienen können, bei deren Über- oder Unterschreiten eine Prüfung und gegebenenfalls bei Bedarf Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit vorzunehmen. 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

wahrscheinlichkeitsbasierte 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 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf eine Abstimmung mit den an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Mitgliedstaaten der Europäischen Union sowie mit der Schweiz und mit Norwegen 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 hinwirken wird.

Der neue Satz 5 verankert die Befugnis der Regulierungsbehörde, zur Durchführung des Monitorings an den Strommärkten 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 zum Beispiel 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 § 51 EnWG daher weit zu verstehen. Der Regulierungsbehörde steht auch bei der konkreten Auswahl der Unternehmen ein Auswahlermessen zu. Sie kann zum Beispiel ein Stichprobenverfahren durchführen oder aus bestimmten Sachgründen nur von bestimmten Unternehmen oder Unternehmensvereinigungen Informationen zu dem Beitrag von Lastmanagement verlangen. Nach Satz 6 soll die Regulierungsbehörde künftig vorrangig auf das Marktstammdatenregister nach § 111e zurückgreifen, sobald und soweit darin relevante Lastmanagementinformationen wie zum Beispiel 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. Satz 7 stellt klar, dass die Regulierungsbehörde bei der Erfüllung dieser Aufgabe auch Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten und zum Schutz von Betriebs- oder Geschäftsgeheimnissen beachten muss. Satz 8 regelt die Datenübermittlungspflicht der Regulierungsbehörde an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die Zwecke des Monitorings nach Absatz 4. Danach muss sie diesem auf Verlangen in angemessener Frist und in geeigneter Form die Informationen nach Satz 5 zur Verfügung stellen. Dies umfasst auch das Einholen von Informationen nach Satz 5.

Zu Nummer 21

Um den Rechtsrahmen für das Marktstammdatenregister zu schaffen, wird § 53b 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 vorgesehene Gesamtanlagenregister neben der Gewährleistung der Versorgungssicherheit weitere Zwecke verfolgt (siehe im Einzelnen § 111e Absatz 1 EnWG, Artikel 1 Nummer 27 des Gesetzes).

Zu Nummer 22

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 Aufgabe den Regulierungsbehörden in einer Verordnung der Europäischen Kommission übertragen worden ist, die auf Grundlage der Artikel 6 oder 18 der in der Vorschrift 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 zum Beispiel 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 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. [X] der Europäischen Kommission den Mitgliedstaaten übertragen worden ist. Die in der Verordnung (EG) Nr. [X] 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 23

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

Zu Nummer 24

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 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie nach § 51 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 Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. 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 auf eine Abstimmung mit den an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Mitgliedstaaten der Europäischen Union sowie der Schweiz und Norwegen 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 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 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 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 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie weiterhin die Wirksamkeit und Notwendigkeit von Maßnahmen nach § 13 Absatz 1a und 1c, den §§ 13a bis 13c und 16 Absatz 2a EnWG. Der Bericht soll spätestens bis zum 31. Juli 2016 sowie für die Dauer des Fortbestehens der Maßnahmen der Netzreserve mindestens alle zwei Jahre zu erstellen 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 Kapazitäts- und Klimareserve nach § 13d EnWG sowie der Verordnungsermächtigung zur Ausgestaltung der Reserve nach § 13e EnWG. Nach § 13d Absatz 6 und 7 findet ab 2018 in regelmäßigen Abständen eine Überprüfung des Klimasegments beziehungsweise des Kapazitätssegments statt. Die Ergebnisse der Überprüfungen sollen in einem Bericht veröffentlicht werden. Daher regelt Satz 2, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Grundlage der Überprüfungen nach § 13d Absatz 6 und 7 einen Bericht erstellt über die Wirksamkeit und Notwendigkeit von Maßnahmen nach § 13d oder der Rechtsverordnung nach § 13e 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. Nach Absatz 2a wird daher die bisherige Berichtspflicht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach Absatz 2a ausgeweitet. Die Regelung tritt bereits am Tag nach der Verkündung des Gesetzes in Kraft. Der Bericht über die Kapazitäts- und Klimareserve 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 Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. 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 auf § 48 Absatz 3 GWB in Verbindung mit § 53 Absatz 3 Satz 1 EnWG ersetzt die bisherige allgemeine Bezugnahme auf § 53 Absatz 3 EnWG. Dies ist eine Folgeänderung aufgrund von

Artikel 2 dieses Gesetzes. In Artikel 2 dieses Gesetzes wird die Möglichkeit aufgenommen, den Bericht des Bundeskartellamtes 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 Bundeskartellamtes aufzunehmen ist. Der gegebenenfalls separat veröffentlichte Bericht des Bundeskartellamtes 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 Absatz 3a in § 63 EnWG steht im Zusammenhang mit den Regelungen in § 12 Absatz 5 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 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 b verwiesen.

Die nach § 12 Absatz 5 Nummer 4 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 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 zum Beispiel 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 auf das Jahr 2015 beziehen, die der BNetzA die Informationen und Analysen rechtzeitig zuliefern sollen. In den Folgejahren soll der Bericht jeweils zum 1. Dezember eines Jahres erstellt werden und die vergangenen zwei Jahre umfassen. Der Bericht soll jeweils in allgemein verständlicher Sprache gefasst sein. Dadurch wird auch ein Beitrag zur Erhöhung der Transparenz geleistet.

Zu Nummer 25

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

Zu Nummer 26

Zu Buchstabe a

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.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung, bedingt durch die Änderungen in § 12 Absatz 5 EnWG.

Zu Nummer 27

Zu § 111d (Einrichtung einer nationalen Informationsplattform)

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. Januar 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 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 oder unmittelbar von den Primäreigentümern über einen Dritten 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.

Zu Absatz 2

Satz 1 regelt ein unmittelbares, aber subsidiäres Datenzugriffsrecht der BNetzA. Danach kann die BNetzA die zu veröffentlichenden Daten von den Betreibern der Übertragungsnetze sowie den Primäreigentümern im Sinne von Absatz 1 Satz 2 verlangen, wenn die Daten nicht unverzüglich nach den in der Transparenzverordnung genannten Zeitpunkten durch ENTSO-Strom veröffentlicht werden oder wenn dies zur unverzüglichen Veröffentlichung der Daten erforderlich ist. Sie können dieser Pflicht nach Satz 1 somit nach Satz 2 durch Übermittlung der Daten an ENTSO-Strom nachkommen. Dadurch werden keine neuen Informationspflichten geschaffen, sofern und soweit die Übertragungsnetzbetreiber bzw. die Primäreigentümer (insbesondere Kraftwerksbetreiber) ihren Meldepflichten nach der Transparenzverordnung nachkommen und die Daten bei ENTO-Strom im Rahmen der Transparenzverordnung veröffentlicht werden. Kommen die Übertragungsnetzbetreiber bzw. die Primäreigentümer ihren Informationspflichten gegenüber ENTSO-Strom dagegen nicht, nicht umfassend oder nicht rechtzeitig nach bzw. erfolgt dort die Veröffentlichung nicht unverzüglich, so kann die BNetzA die relevanten Daten unmittelbar von ihnen für die Zwecke der Veröffentlichung

verlangen. Es liegt somit im Wesentlichen in der unmittelbaren Verantwortung der zur Datenübermittlung Verpflichteten, Kosten und administrativen Aufwand soweit wie möglich zu reduzieren.

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 Bundesnetzagentur jeweils gesetzten angemessenen Frist zur Verfügung stellen und einen automatisierten Datenaustausch ermöglichen müssen, sofern die Veröffentlichung der Daten nach Absatz 1 Satz 2 über ENTSO-Strom nicht unverzüglich erfolgen kann.

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.

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 Deutschland aggregierten Form veröffentlicht werden. Dadurch wird sichergestellt, dass Dateninkonsistenzen oder unterschiedliche Veröffentlichungsformen soweit möglich 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

Nach Satz 1 kann die Bundesnetzagentur 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. Nach Satz 2 muss sie hierbei europarechtliche und nationale Regelungen hinsichtlich der Vertraulichkeit, des Datenschutzes und der Datensicherheit beachten.

Zu Absatz 5

Absatz 5 enthält Festlegungskompetenzen der BNetzA zur näheren Ausgestaltung der Informationsplattform. Satz 1 ermächtigt die Bundesnetzagentur, 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 Bundesnetzagentur 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 Bundesnetzagentur soll sich bei der Festlegung der Zeitpunkte an den Regelungen orientieren und kann nur in begründeten Fällen hiervon abweichen. Der letzte Halbsatz stellt klar, dass die Daten nach Nummer 1 und 3 nur dann zu übermitteln sind, sofern diese für den Zweck 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.

Zu § 111e (Marktstammdatenregister)

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, zu seiner Nutzung durch Behörden und zur Haftung für fehlerhafte Eintragungen. Einzelheiten sind in der Rechtsverordnung auf Grund von § 111f EnWG zu regeln.

Das Marktstammdatenregister soll 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. Grundsätzlich soll es sich dabei ausschließlich um Stammdaten handeln, d.h. solche Daten, die, wie zum Beispiel der Name eines Marktakteurs, die Zuordnung von Anlagen zu Netzen, die Anlagengröße und -leistung, 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 (zum Beispiel 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 vor.

Nach Nummer 1 soll die Verfügbarkeit und Qualität der Stammdaten für die im Energieversorgungssystem handelnden Personen sowie für die zuständigen Behörden zur Wahrnehmung ihrer gesetzlichen 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 Fortschreibung des § 53b EnWG a.F. dient die verbesserte Verfügbarkeit energiewirtschaftlicher Informationen auch der Gewährleistung und Überwachung der Versorgungssicherheit. In der Rechtsverordnung nach § 111f, 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 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 Geodateninformationsgesetzes umfasst dies zum Beispiel 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 Umweltinformationgesetzes (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 den Umfang der 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 zum Beispiel 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

Durch den Verweis auf § 111d Absatz 2 Satz 5 wird die BNetzA als registerführende Behörde verpflichtet, die Einhaltung der geltenden datenschutzrechtlichen Bestimmungen des Bundesdatenschutzgesetzes sowohl bei der Errichtung als auch beim Betrieb des Registers durch entsprechende technische und organisatorische Maßnahmen sicherzustellen. Dabei muss sie die einschlägigen Standards und die entsprechenden Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit der Informationstechnik berücksichtigen.

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 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und den Behörden, die Aufgaben im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erfüllen. Näheres zur Umsetzung, insbesondere zum Kreis der zugangsberechtigten Behörden ist in der Rechtsverordnung nach § 111f Nummer 8 Buchstabe c zu regeln.

Die Bestimmung dient dem Zweck nach Absatz 1 Nummer 2, wonach der Aufwand für die im Energiemarkt tätigen Unternehmen bei der Erfüllung energiewirtschaftlicher Meldepflichten reduziert werden soll. 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 untermauert diesen Anspruch für den energierechtlichen Bereich. Behörden, die für die Überwachung und den Vollzug energierechtlicher Bestimmungen zuständig sind oder energiewirtschaftliche Daten im Rahmen der Energiestatistik benötigen, sollen Daten nicht erneut erheben, soweit die organisatorischen und technischen Voraussetzungen für ihren Zugriff auf das Marktstammdatenregister gewährleistet sind und nicht ausnahmsweise zur Umsetzung europäischen Rechts eine eigenständige Datenerhebung erforderlich ist. Dabei liegt der Bestimmung eine funktionale Betrachtung zugrunde. Erfüllt zum Beispiel eine Behörde neben dem Vollzug energierechtlicher Bestimmungen auch Aufgaben im Immissionsschutzrecht, adressiert Satz 2 die Organisationseinheit(en), 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 eine entsprechende Verordnungsermächtigung. Ungeachtet dessen gewährleistet die Ausgestaltung des Absatzes 4 als Soll-Vorschrift einen Spielraum zugunsten der betreffenden Behörde in besonderen Fällen. Ist für die Behörde etwa erkennbar, dass im Rahmen des Gesetzesvollzugs kurzfristig benötigte Daten im Marktstammdatenregister nicht korrekt eingetragen sind, kann sie im Rahmen ihrer gesetzlichen Befugnisse Auskunft gegenüber dem Betroffenen verlangen. Insgesamt ist im Zusammenwirken der Bundesnetzagentur 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 Bundesnetzagentur die ihr im Rahmen der Absätze 1 bis 4 und der Rechtsverordnung nach § 111f zugewiesenen Aufgaben und Befugnisse ausschließlich im öffentlichen Interesse wahrnimmt.

Das Marktstammdatenregister soll durch Plausibilisierungen, Prüfroutinen und Nachprüfungen im Einzelfall insgesamt eine hohe Datenqualität erreichen. So wird es von der Zweckbestimmung des Absatzes 1 Nummer 1 vorgegeben. Eine hohe Datenqualität ist zudem Voraussetzung für das Vertrauen der Nutzer in das Marktstammdatenregister und für den Verzicht eigener Datenerhebungen durch Behörden beim Betroffenen. Sie steht damit auch in Zusammenhang mit dem Zweck des Bürokratieaufwands nach Absatz 1 Nummer 2.

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 auf die Korrektur solcher Fehler hinzuwirken, hat die Bundesnetzagentur nach Absatz 5 ausschließlich im öffentlichen Interesse wahrzunehmen. Individuelle Ansprüche von Nutzern des Registers sind diesbezüglich ausgeschlossen.

Zu § 111f (Verordnungsermächtigung zum Marktstammdatenregister)

Unter Berücksichtigung der in § 111e EnWG getroffenen wesentlichen Regelungen zum Marktstammdatenregister schafft § 111f die zur rechtlichen Umsetzung erforderliche Verordnungsermächtigung für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. 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 erforderlich ist.

Nummer 1 ermächtigt zur Konkretisierung des in § 111e Absatz 2 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, wie sie derzeit zum Beispiel in § 3 Absatz 1 Satz 3 der Anlagenregisterverordnung enthalten sind, oder Bagatellgrenzen.

Nummer 2 ermächtigt den Verordnungsgeber 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 erforderlich ist, können in den Anwendungsbereich also auch weitere Personen und Anlagen aus der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft einbezogen werden.

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 Verordnungsgeber, die Registrierung von Behörden zu regeln, die energiewirtschaftliche Daten zur Erfüllung ihrer gesetzlichen 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 zum Beispiel 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 Verordnungsgeber bleibt es somit überlassen zu regeln, wer zum Beispiel 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 e 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]).

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.

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 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 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 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 (zum Beispiel der Betreiber kleiner Photovoltaikanlagen) sowie zur Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen 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 (Verbesserung der Qualität energiewirtschaftlicher Daten) zu erreichen. Denn das derzeitige 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. 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 Bundesnetzagentur 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 Bundesnetzagentur bestimmt werden, nach denen zum Beispiel die Dateninhaber

behördlich zur Richtigstellung fehlerhafter Eintragungen verpflichtet werden oder nach denen eine Korrektur der Daten von Seiten der Bundesnetzagentur 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.

In Nummer 14 wird der Verordnungsgeber zur Regelung des Verhältnisses zu den Meldepflichten nach anderen Bestimmungen dieses Gesetzes oder hierauf erlassener Verordnungen ermächtigt. Dies dient dem Ziel nach § 111e Absatz 1 Nummer 2, den Aufwand der im Energiemarkt tätigen Unternehmen bei der Erfüllung von Meldepflichten zu reduzieren. So kann der Verordnungsgeber regeln, dass mit der Erfüllung bestimmter Pflichten aus der Verordnung zum Marktstammdatenregister zugleich anderen Meldepflichten Genüge getan ist. Die notwendige Rechtsgrundlage für die Integration des EEG-Anlagenregisters in das Marktstammdatenregister wird wegen des Sachzusammenhangs in § 93 Nummer 14 EEG 2014 geregelt.

Nummer 15 greift § 53b Nummer 8 EnWG a.F. 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 28

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 §§ 17 Absatz 2 Satz 1, 20 Absatz 2 Satz 1, 27 Satz 2 und 5, 28 Absatz 2 Satz 1 und 37 Absatz 3 Satz 2 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 Artikel 2 (Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen)

Der neue § 53 Absatz 3 Satz 2 GWB sieht einen Bericht des Bundeskartellamtes 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 Bundeskartellamtes nach § 48 Absatz 3 GWB. Neben den dafür selbst erhobenen Daten erhält das Bundeskartellamt 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 Marktbeherrschung 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 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 Bundeskartellamt 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 zum Beispiel die Einschätzung möglicher Grenzen für ihre Verhaltensspielräume bei der Frage der zulässigen Höhe von Geboten an der Börse in Knappheitssituationen erleichtern. Das Bundeskartellamt wird für zurückliegende Zeiträume, zum Beispiel das letzte Kalenderjahr, analysieren, ob und ggf. 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 Bundeskartellamtes besteht nicht. Der Bericht soll mindestens alle zwei Jahre veröffentlicht werden.

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 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 Kraft-Wärme-Kopplung-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 ggf. sogar neue Kosten begründet. Aus diesem Grund wird die Regelung unter Berücksichtigung einer angemessenen Übergangszeit 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

Zu Buchstabe a

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

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 Primärregelung 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 Sekundärregelung 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 Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Einfügung eines neuen Satzes 5 ist im Zusammenhang mit den Änderungen in § 13 Absatz 4 EnWG zu sehen. Insofern wird auf die Begründung zu Artikel 1 Nummer 9 Buchstabe d verwiesen. Sie sollen die Pflicht der Bilanzkreisverantwortlichen hervorheben, ihre Bilanzkreise ausgeglichen zu halten. Daher

besteht die Pflicht zur Bilanzkreisabrechnung durch die Übertragungsnetzbetreiber auch bei Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen diese jede Viertelstunde abrechnen. Satz 5 verankert den Grundsatz, dass die Abrechnung von Ausgleichsenergie durch die Übertragungsnetzbetreiber 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 im Wege des Verwaltungsvollzugs von aufsichtsrechtlichen Maßnahmen unter dem Gesichtspunkt der Verhältnismäßigkeit absehen oder zum Beispiel im Einzelfall eine pauschalierte Abrechnung über Näherungswerte zulassen.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderungen sind lediglich redaktionelle Folgeänderungen bedingt durch die Einfügung eines neuen Satzes 5.

Zu Nummer 2

Zielsetzung der Änderung von § 26 Absatz 3 StromNZV ist die Öffnung der Bilanzkreise auch für die Bereitstellung von Sekundärregelung. 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 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 zum Beispiel 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 zum Beispiel mehrere Stromverbraucher bündeln (sogenannte Aggregatoren), der Zugang zum Sekundärregelenergiemarkt erleichtert, welcher zunehmend für flexible Stromverbraucher relevant wird.

Zu Nummer 3

Zu Buchstabe a

Die Einfügung einer Nummer 3b in § 27 StromNZV ist eine Folgeänderung 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 per Festlegung konkretisieren kann. Dabei kann sie insbesondere festlegen, dass Regelarbeitspreise und Regelleistungspreise in einem Einheitspreisverfahren bestimmt werden.

Zu Buchstabe b

Die Einfügung einer neuen Festlegungskompetenz in Nummer 21a reflektiert die Änderungen in § 8 Absatz 1 Satz 1 zweiter Halbsatz StromNZV. Danach kann die Regulierungsbehörde Regelungen treffen zu den Anforderungen an die Abrechnung der Kosten für den Teil der Vorhaltung von Regelleistung, der dem Verhalten der Bilanzkreisverantwortlichen in ihrer Gesamtheit zuzurechnen ist, über die Ausgleichsenergie nach § 8 Absatz 1 Satz 1 und 2 und zu dem Verfahren der Abrechnung. 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 vergangenem Verhalten sämtlicher Bilanzkreisverantwortliche als Gruppe und der künftigen Dimensionierung der Regelleistung. Im Übrigen wird auf die Begründung zu Artikel 4 Nummer 1 Buchstabe a verwiesen.

Zu Artikel 5 (Änderung der Reservekraftwerksverordnung)

Zu Nummer 1

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 Kapazitäts- und Klimareserve auszuschließen. Zugleich trägt die Bezeichnung der neuen Definition der Netzreserve in § 13a Absatz 4 EnWG Rechnung. Verweise in anderen Gesetzen oder Verordnungen sind durch die Änderung der Kurzbezeichnung der Verordnung nicht berührt.

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Der Anwendungsbereich der Verordnung wird geändert. Wesentliche Inhalte der Netzreserve sind bereits in den Eckpunkten zur Netzreserve in den neuen § 13a Absatz 4 sowie § 13b Absatz 1 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 nach § 13a Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie Anforderungen an Anlagen in der Netzreserve auf Grundlage von § 13b Absatz 1 Nummer 2 EnWG regelt.

Zu Doppelbuchstabe bb

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

Zu Buchstabe b

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

Zu Nummer 3

Zu Buchstabe a

Entsprechend der Definition der Netzreserve in § 13a Absatz 4 Satz 1 EnWG wird auch der Zweck der Bildung der Netzreserve nach § 2 Absatz 1 NetzResV angepasst. Im Übrigen wird auf die Begründung zu § 13a Absatz 4 EnWG in Artikel 1 Nummer 10 Buchstabe d verwiesen.

Zu Buchstabe b

Die Ergänzung von § 2 Absatz 2 steht im Zusammenhang mit dem Zweck der Netzreserve. Daher wird klargestellt, dass zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs auch systemrelevante Mehrfachfehler angemessen beherrscht werden sollen. Klargestellt wird, dass diese Regelung in Übereinstimmung mit dem europäischem Recht, insbesondere anwendbaren Netzkodizes, steht, und diese Regelungen nicht über das darin enthaltene Sicherheitsniveau hinausgeht.

Zu Nummer 4

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 Übertragungsnetzbetreiber die Systemanalysen 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 zwingend erforderlich ist. Daher werden in § 3 Absatz 1 Satz 4 NetzResV auch die Methoden der Systemanalyse 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 Übertragungsnetzbetreiber. Schon bislang war der Prüfung des Bedarfs an Erzeugungskapazität für die Netzreserve durch die BNetzA eine von den Übertragungsnetzbetreibern 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 Anfahrzeiten und ihrer Laständerungsgeschwindigkeiten analysiert werden. 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 (Winterhalbjahr) sowie mindestens ein weiteres der darauf folgenden vier Betrachtungsjahre und des eventuellen Bedarfs an Netzreserve. Demnach ist bei der jährlich durch die Übertragungsnetzbetreiber 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 die 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 Übertragungsnetzbetreiber im Einvernehmen mit der BNetzA bis zum 30. November 2016 eine Analyse des Winterhalbjahres 2022/2023 erstellen; darüber hinaus kann die BNetzA nach Satz 3 zweiter Halbsatz verlangen, dass die Übertragungsnetzbetreiber 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 Übertragungsnetzbetreiber 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 1 der Zustimmung durch die BNetzA bedarf.

Satz 5 regelt, dass bei der Systemanalyse und der Langfristanalyse der Übertragungsnetzbetreiber die nach Satz 1 und 3 in der Planung und im Bau befindliche neu zu errichtende Erzeugungsanlagen, insbesondere die bis zu zwei Gigawatt neu zu errichtende Erzeugungsanlagen nach § 13a Absatz 4 Satz 3 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 5 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 Netzreservebedarfs zu knapp bemessen ist. Eine angemessene Überprüfung der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber 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 Übertragungsnetzbetreiber bei der BNetzA um einen Monat vorzuverlegen. Dadurch entsteht für die Übertragungsnetzbetreiber kein Nachteil, da der Beginn der Systemanalyse ebenfalls vorverlegt werden kann.

Zu Buchstabe c

Die Aufhebung von § 3 Absatz 3 Satz 3 NetzResV geht auf die Definition der Netzreserve in § 13a Absatz 4 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

Zu Buchstabe a

Der Begriff „konkret“ wird aus rechtsförmlichen Gründen gestrichen.

Durch die Langfristanalyse nach § 3 Absatz 2 Satz 3 wird ein möglicher Netzreservebedarf durch die Übertragungsnetzbetreiber 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 Übertragungsnetzbetreiber geknüpft werden kann, den identifizierten Netzreservebedarf unverzüglich zu beschaffen.

Zu Buchstabe b

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

Zu Buchstabe c

Absatz 3 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 Übertragungsnetz- und 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 Netzreserve handelt es sich nicht um ein Massengeschäft. Die vertraglichen Regelungen sind individuell auszugestalten, da anlagenspezifische Besonderheiten, wie zum Beispiel 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

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 § 13a Absatz 1 Satz 7 EnWG.

Zu Buchstabe b

Aus Gründen der Einheitlichkeit zu den Begriffen im Energiewirtschaftsgesetz wird in der Netzreserveverordnung künftig von „Strommärkten“ an Stellen von „Energemarkt“ gesprochen.

Zu Nummer 7

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

Zu Absatz 1

Die Neufassung von Satz 1 präzisiert, dass die Kosten durch die Nutzung der bestehenden Anlagen nach § 5 Absatz 2 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 der Satz künftig ausdrücklich nur auf endgültige Stilllegungen.

Der neu eingefügte Satz 3 sieht eine Erstattung von Opportunitätskosten vor. Danach sind Opportunitätskosten nur zu erstatten, sofern 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, sofern und soweit die Anlage tatsächlich in der Netzreserve eingesetzt wird. Satz 5 konkretisiert das Verfahren der Ermittlung des anteiligen Werteverbrauchs und verweist insofern auf § 13 Absatz 1c 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 Übertragungsnetzbetreiber normieren.

Zu Absatz 3

Der bisherige Absatz 2 wird zu Absatz 3. Bei der Änderung im neuen Absatz 3 handelt es sich um eine Klarstellung.

Zu Nummer 8

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 verwiesen; hierbei handelt es sich um eine Folgeänderung zu den Änderungen in § 13 Absatz 1 EnWG.

Zu Nummer 9

Die Überschrift der Regelung 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 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 Übertragungsnetzbetreiber festgestellt und gegenüber der BNetzA dargelegt. Die BNetzA entscheidet abschließend über das Vorliegen eines Neubaubedarfs.

Für die in § 13a Absatz 4 Satz 3 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 Satz 4 durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen einer Bedarfsanalyse spezifiziert. Insoweit wird auf die Begründung zu Artikel 1 Nummer 10 Buchstabe d (§ 13a Absatz 4 Satz 3 bis 6 EnWG) verwiesen. Der exakte Umfang wird durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Systemanalyse nach § 3 Netzreserveverordnung 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, sofern 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 sofern und soweit eine Ertüchtigung bestehender Anlagen im Vergleich zur Beschaffung einer neu zu errichtenden Anlage nicht wirtschaftlich ist (Nummer 2). Es muss insbesondere hierfür 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 wird gestrichen.

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 Übertragungsnetzbetreiber, 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 Übertragungsnetzbetreiber eingeschränkt; dieses verbleibt nur in atypischen begründeten Ausnahmefällen.

Zu Nummer 10

Zu Buchstabe a

Hinsichtlich der Änderung der Überschrift wird auf die Begründung zu Artikel 5 Nummer 9 verwiesen.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Durch die Aufnahme des Wortes „ausschließlich“ nach dem Wort Netzreserve wird klargestellt, dass die Netzreserveanlagen nach Ende ihrer Nutzung ausschließlich zu den in Absatz 3 Ziffern 1 und 2 genannten Zwecken genutzt werden können. Damit soll insbesondere ein Einsatz neu zu errichtender Anlagen im Strommarkt ausgeschlossen werden.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die nach § 8 für die Netzreserve neu zu errichtenden Anlagen sollen dauerhaft in dem Kapazitätssegment der Kapazitäts- und Klimareserve Verwendung finden können. In diesen Fällen ist gewährleistet, dass die Anlagen weiterhin außerhalb der Strommärkte eingesetzt werden. Eine andere privatwirtschaftliche Anschlussverwendung der für die Netzreserve neu zu errichtenden Anlagen ist ausgeschlossen. Daher regelt § 9 Absatz 3 Nummer 1 NetzResV, dass der Betreiber der Anlage verpflichtet ist, die Anlage nach Ende der Nutzung im Rahmen der Netzreserve in der Kapazitäts- und Klimareserve im Sinne von § 13d des Energiewirtschaftsgesetzes einzusetzen.

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

Die bisherige Nummer 2 wird gestrichen. Die Regelung erscheint in einem weiterentwickelten Strommarkt nicht mehr sachgerecht.

Zu Nummer 11

Zu Buchstabe a

Die Änderung ist Folgeänderung zu der Änderung der Definition einer vorläufigen Stilllegung im Sinne von § 13a Absatz 1 Satz 4 EnWG. Nach bisheriger Rechtslage waren vorläufige Stilllegungen Maßnahmen, die bewirken, dass die Anlage nicht innerhalb einer Woche ab Anforderung durch den Übertragungsnetzbetreiber wieder in den Betriebszustand versetzt werden kann, um eine angeforderte Anpassung der Einspeisung umzusetzen. Der Gleichlauf mit der Regelung in § 13a Absatz 1 Satz 4 EnWG 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. Im Übrigen wird auf die Begründung zu Artikel 1 Nummer 10 verwiesen.

Zu Buchstabe b

Die bisherige Regelung des § 10 Absatz 5 NetzResV wurde in den § 13a EnWG verschoben, da er sachlich eng mit den dortigen Regelungen zusammenhängt, und wird daher gestrichen.

Zu Nummer 12

Zu Buchstabe a

§ 11 Absatz 1 NetzResV ist aufgrund der Regelungen in dem neuen § 13a Absatz 5 und 6 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

§ 11 Absatz 2 Nummer 2 NetzResV wird neu gefasst und die Bezugnahme auf die Kostenerstattung durch die Bezugnahme auf die Auslagenerstattung ersetzt. Zudem wird aufgrund der Verschiebung von § 13 Absatz 1b in § 13 Absatz 1c EnWG eine redaktionelle Folgeänderung vorgenommen.

Zu Doppelbuchstabe cc

Nach der neu eingefügten Nummer 3 erster Halbsatz umfasst der Anspruch auf angemessene Vergütung bei vorläufigen Stilllegungen auch den Werteverbrauch der technischen Anlagen, sofern 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 § 13 Absatz 1c 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 5 Nummer 7 zu dem neu eingefügten § 6 Absatz 1 Satz 4 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 § 13 Absatz 1c Satz 3 und 4 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 Buchstabe c verwiesen. Die Regelung in Satz 2 ist eine redaktionelle Änderung bedingt durch die Änderungen in Artikel 1 Nummer 9 Buchstabe c (§ 13 Absatz 1c Satz 5 EnWG).

Zu Buchstabe d

Der Regelungsinhalt des bisherigen § 11 Absatz 4 NetzResV ist in dem neuen § 13 Absatz 1c EnWG enthalten. § 11 Absatz 4 NetzResV wird daher gestrichen.

Zu Nummer 13

Zu Buchstabe a

Die Änderung ist eine redaktionelle Folgeänderung, bedingt durch die Verschiebung der Definition einer systemrelevanten Anlage von § 13a Absatz 2 Satz 8 EnWG in § 13a Absatz 1 Satz 7 EnWG.

Zu Buchstabe b

Die Änderungen in § 12 Absatz 2 NetzResV dienen der Einheitlichkeit mit den Regelungen der Vergütung für endgültig stillgelegte Anlagen. Dazu werden die einzelnen Vergütungsbestandteile ausdrücklich genannt.

Zu Nummer 14

Aus rechtsförmlichen Gründen wird das Wort „konkret“ in § 13 Absatz 1 Nummer 1 NetzResV gestrichen.

Zu Nummer 15

Die Laufzeit der Verordnung wird über den 31. Dezember 2017 hinaus entfristet. 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.

Zu Artikel 6 (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 7 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes)

Zu Nummer 1

Entsprechend der Änderungen durch Artikel 7 Nummer 2 dieses Gesetzes wird die Inhaltsübersicht angepasst.

Zu Nummer 2

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 wurde mit der EEG-Reform 2014 eingeführt und ist seit August 2014 in Betrieb. Anlagenbetreiber müssen seitdem neu zu errichtende 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 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 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 Nummer 3 – im Marktstammdatenregister zu erfüllen.

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, Angabe, ob eine Förderung in Anspruch genommen werden soll).

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 einer Veröffentlichung von Daten zu ihrer Person sowie ihrer Kontaktdaten regelmäßig ausschließt.

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

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

Nummer 4 ergänzt in § 24 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 vortätigen Spotmarkt („Day-ahead-Markt“) als auch am untertätigen Sportmarkt („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 day-ahead 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 5

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 Kraft-Wärme-Kopplungs- 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 ausgezahlt 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 Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen und konventionellen Anlagen an die dezentralen Einspeiser gezahlt wurden. Das KWKG tritt mit Ablauf des 31. Dezember 2020 außer Kraft. Zudem führt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 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 Kraft-Wärme-Kopplungs-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 Netzentgelte 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 Netzzgelte trägt somit dazu bei, die regional unterschiedlichen Netzentgelte zu reduzieren und auf eine fairere Lastenverteilung hinzuwirken. Im Übrigen wird auf die Begründung zu Artikel 4 des Gesetzes verwiesen.

Zu Nummer 6

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 7

Nach Nummer 7 ist der neue § 24 Absatz 1 Satz 2 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.

Zu Artikel 8 (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 9 (Änderung des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften)

Die Regelung steht im Zusammenhang mit den Änderungen in § 13b Absatz 1 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, die nach Artikel 8 Absatz 2 am 1. Januar 2018 in Kraft treten sollten, obsolet und können daher aufgehoben werden.

Zu Artikel 10 (Inkrafttreten, Außerkrafttreten)

Zu Absatz 1

Die Vorschrift regelt den Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes.

Zu Absatz 2

Abweichend von Absatz 1 regelt Absatz 2, dass Artikel 1 Nummer 20 sowie Artikel 1 Nummer 24 Buchstabe a des Gesetzes 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.

