Deutscher Bundestag **Drucksache 20/14199**

20. Wahlperiode 13.12.2024

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Gesetzentwurf

der Bundesregierung

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung

A. Problem und Ziel

Vor dem Hintergrund der steigenden Bedeutung erneuerbarer Energien (EE) bei der Versorgung der Verbraucherinnen und Verbraucher, bei der Versorgung von Unternehmen in der Europäischen Union (EU) sowie vor dem Hintergrund der unionsweiten Dekarbonisierungsziele bis zum Jahr 2050 hat die Europäische Kommission im Jahr 2023 einen Legislativvorschlag vorgelegt, der u.a. die Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27EU (ABl. L 158 vom 14.6.2019 S. 125) ändert, um insbesondere Verbraucherinnen und Verbrauchern eine stärkere und aktivere sowie informierte Teilhabe am Elektrizitätsmarkt zu ermöglichen. Die Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union (ABl. L 2024/1771, 26.5.2024) in Kraft getreten und bis zum 17. Januar 2025 umzusetzen. Die bereits im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) enthaltenen Vorschriften zu Verbraucherrechten und -pflichten im Elektrizitätsbereich bilden die geänderten unionsrechtlichen Rahmenbedingungen nur unvollständig ab.

Der europäische Richtliniengeber hat zudem ein Legislativpaket über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff vorgelegt, das auch Vorschriften mit Verbraucherbezug enthält. Teilweise sind diese deckungsgleich mit den Vorschriften der Richtlinie (EU) 2019/944 und damit bereits im EnWG umgesetzt oder entsprechen den Anpassungen der novellierten Strommarktrichtlinie. In diesen Fällen müssen Anpassung der Vorschriften zu den Verbraucherrechten auch im EnWG vorgenommen werden, um die Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2014 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG (Neufassung) (ABl. L 2024/1788 15.7.2024) (Gasrichtlinie), in nationales Recht umzusetzen.

In Deutschland ändert sich zudem die Struktur der Stromerzeugung erheblich. Der zügige Ausbau der EE und der im Zuge der Energiewende massiv steigende Strombedarf erfordern einen schnellen Ausbau und sicheren Betrieb des deutschen Stromnetzes sowie beschleunigte und transparente Netzanschlussprozesse.

Es ist erforderlich, Strom zunehmend über weite Strecken zu transportieren und auch dafür Engpässe in der Stromversorgung innerhalb des deutschen Netzes zu beseitigen. Darüber hinaus sollen die Voraussetzungen für den zunehmenden grenzüberschreitenden Stromhandel verbessert werden. Daraus resultiert ein Netzausbaubedarf insbesondere auch auf der Ebene der Übertragungsnetze. Dem soll auch durch eine Anpassung der Vorschriften zur Netzausbaubedarfsplanung Rechnung getragen werden.

Die geltenden §§ 12a bis 12e des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) enthalten daher Regelungen zur Netzausbaubedarfsplanung. Nach § 12e Absatz 1 Satz 2 EnWG ist der Entwurf des Bundesbedarfsplans mindestens alle vier Jahre dem Bundesgesetzgeber vorzulegen. Grundlage hierfür ist der Netzentwicklungsplan Strom (NEP). Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) hat am 1. März 2024 den Netzentwicklungsplan Strom 2023-2037/2045 bestätigt und der Bundesregierung nach § 12e Absatz 1 Satz 1 EnWG als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan vorgelegt. Die im NEP 2023-2037/2045 bestätigten zusätzlichen Leitungsmaßnahmen sind für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich nach § 12c Absatz 1 Satz 1 in Verbindung mit § 12b Absatz 1 Satz 2 EnWG und für den verstärkten und beschleunigten Klimaschutz unabdingbar. Der bisherige Bundesbedarfsplan muss aktualisiert werden. Die regelmäßigen Anpassungen des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) sollen eine Beschleunigung der erfassten Planungs- und Genehmigungsverfahren für Netzausbauvorhaben auf Höchstspannungsübertragungsnetzebene gewährleisten.

Die Bundesregierung hat sich am 5. Juli 2024 auf eine „Wachstumsinitiative“ geeinigt. Darin wird unter anderem eine Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem durch Regelungen zu Steuerbarkeit und Direktvermarktung von erneuerbaren Energien sowie Umgang zum mit negativen Preisen angekündigt. Der hiesige Gesetzentwurf dient auch der Umsetzung dieser Punkte. Gleichzeitig wird durch diese und weitere Regelungen Vorsorge für Zeiten temporärer Erzeugungsüberschüsse getroffen, die zuletzt vermehrt aufgetreten sind. Dies sind Zeiten, in denen sehr viel Strom aus EE-Anlagen in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird und der Stromverbrauch zeitgleich gering ist. Der Strom findet dann zu normalen Preisen keine Nachfrage mehr. Da Stromerzeugung und Stromverbrauch im Netz stets ausgeglichen sein müssen, wird der Strom dann zu teilweise stark negativen Preisen verkauft. Diese negativen Preise erhöhen die Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien und die Kosten des Stromsystems insgesamt. Darüber hinaus können temporäre Erzeugungsüberschüsse eine Herausforderung für die Systemsicherheit des Netzbetriebs sein. Sie sind ein Zeichen mangelnder Flexibilität sowohl des Angebots als auch der Nachfrage. Dem kann durch zusätzliche Flexibilisierungsanreize wirksam begegnet werden.

Gemäß der gesetzlichen Verpflichtung nach § 48 des Messstellenbetriebsgesetzes hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz erstmalig Analysen und Berichte zum Stand der Digitalisierung der Energiewende („Digitalisierungsbericht“) veröffentlicht. Der Bericht wurde in einem Branchenprozess mit gutachterlicher Unterstützung erarbeitet und zeigt regulatorische Handlungsspielräume für eine robustere Digitalisierung und einen stärkeren Fokus auf die systemseitigen Anforderungen auf. Handlungsbedarf besteht zudem bei der Finanzierung des Smart-Meter-Rollouts und der gerechten Verteilung der entstehenden Kosten. Der Bericht enthält auch konkrete Vorschläge zur Stärkung der Verbraucherfreundlichkeit und der Nachhaltigkeit. Angesichts des bereits ab 2025 anlaufenden verpflichtenden Rollouts bedarf es einer kurzfristigen rechtlichen Umsetzung, um den erfolgreichen Neustart des Smart-Meter-Rollouts fortzusetzen und zu verstetigen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz hat sich nach dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024 („Solarpaket I“) zudem punktuell weiterer Anpassungsbedarf ergeben, um noch verbliebene bürokratische Hürden abzubauen. Überdies wird die für das Jahr 2024 vorgesehene Umstellung der an den Strombörsen in den vortägigen Auktionen am Day-Ahead-Markt gehandelten und für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung maßgeblichen Stromprodukte nachvollzogen, die anstatt von Stundenkontrakten zukünftig Viertelstundenkontrakte vorsehen.

Seit Inkrafttreten des Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG) Anfang 2023 werden die den Netzbetreibern nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) entstehenden (Netto-) Ausgaben durch Zahlungen des Bundes ausgeglichen. Bei der Anwendung des Gesetzes hat sich systematischer Anpassungsbedarf im EnFG gezeigt.

Dieser Entwurf steht im Kontext der gefährdeten rechtzeitigen Erreichung der Ziele der Resolution der Generalversammlung der Vereinten Nationen vom 25. September 2015 „Transformation unserer Welt: die UN-Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung“ und trägt insbesondere zur Förderung der Erreichung des Nachhaltigkeitsziels 7 „Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle sichern“ bei.

B. Lösung

Mit dem Gesetzentwurf werden Regelungen der Richtlinie (EU) 2024/1711 (novellierte Strombinnenmarktrichtlinie) zur Stärkung des Verbraucherschutzes, insbesondere zum Schutz der Verbraucher vor Strompreisschwankungen, in nationales Recht umgesetzt. So werden unter anderem Regelungen für Verträge mit Festpreistarifen aufgenommen und Energielieferanten verpflichtet, angemessene Absicherungsstrategien zu entwickeln und einzuhalten. Zur Umsetzung der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie werden darüber hinaus auch Regelungen zum sog. „Energy Sharing“ sowie Regelungen im Bereich des Netzanschlusses, insbesondere zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen, in das EnWG aufgenommen. Mit diesen Regelungen und durch weitere Vorschriften im Verbraucherbereich und Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber wird u.a. sichergestellt, dass Letztverbraucher aktiv am Markt teilnehmen und informierte Entscheidungen treffen können. Darüber hinaus werden die Vorschriften zu Verbraucherrechten aus der Gasrichtlinie in dem Umfang in nationales Recht umgesetzt, wie dies dazu dient, den Gleichklang zur Umsetzung der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie beizubehalten. Darüber hinaus gehendem Änderungsbedarf soll im Rahmen der generellen Umsetzung des Legislativpakets, dessen Teil die Gasrichtlinie ist, abgeholfen werden.

Neben dieser notwendigen Umsetzung von Unionsrecht werden weitere Regelungen im Bereich des Netzanschlusses, einschließlich neuer Informationspflichten der Netzbetreiber sowie Vorgaben zur Standardisierung und Digitalisierung des Netzanschlussprozesses, aufgenommen, mit dem Ziel, den Anschluss, insbesondere von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und weiteren Energiewendetechnologien zu beschleunigen.

Um förderliche Rahmbedingungen für einen schnellen Ausbau der Übertragungsnetze zu schaffen, werden 60 weitere Netzausbauvorhaben in den Bundesbedarfsplan aufgenommen. Acht Netzausbauvorhaben werden geändert. Für die neuen und geänderten Netzausbauvorhaben wird gemäß § 12e Absatz 4 EnWG die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zudem werden länderübergreifende und grenzüberschreitende Netzausbauvorhaben durch Kennzeichnung identifiziert, auf die die Regelungen des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG) nach § 2 Absatz 1 NABEG anzuwenden sind.

Um den Herausforderungen temporärer Erzeugungsüberschüsse zu begegnen, enthält der Entwurf eine Vielzahl von Regelungen, die die Flexibilität im Stromsystem erhöhen. Insbesondere wird im EEG die Direktvermarktung ausgeweitet und entbürokratisiert und werden die Regelungen zur Vergütung von EE-Anlagen in Zeiten negativer Preise angepasst sowie die Vermarktung kleinerer Anlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber reformiert. Durch eine Ausweitung der Steuerbarkeitsanforderungen wird gewährleistet, dass erneuerbare Energien zunehmend mehr Funktionen für die Systemsicherheit übernehmen. Spiegelbildlich erfolgt eine Sicherstellung der Fähigkeit zur Steuerung (ferngesteuerten Regelung) von Anlagen durch Netzbetreiber und Sichtbarkeit der Anlagen für diese. Durch eine gestärkte Marktintegration und ein intelligenteres Stromsystem durch mehr Digitalisierung wird der Weg frei gemacht, das Ziel eines Anteils von 80 % erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 sicher und bezahlbar erreichen zu können.

Der Entwurf setzt überdies zentrale Empfehlungen des Digitalisierungsberichts nach § 48 des Messstellenbetriebsgesetzes um, welche eine Stärkung des Systemnutzens, der Wirtschaftlichkeit, der Cybersicherheit sowie von Verbrauchernutzen und Nachhaltigkeit bewirken.

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz werden noch verbliebene bürokratische Hürden beseitigt. So wird z.B. die Errichtung von Garten-PV-Anlagen weiter erleichtert, indem sie von den spezifischen Regelungen für Freiflächenanlagen ausgenommen werden. Zudem werden Hürden für bewegliche Agri-PV-Anlagen abgebaut, die als sogenannte „Trackeranlagen“ der Sonne nachgeführt werden können. Diese sollen in Zukunft einfacher an den Ausschreibungen für Agri-PV-Anlagen teilnehmen können. Daneben werden im EEG Erleichterungen für Anlagen geschaffen, die einen Teil des in EE-Anlagen erzeugten Stroms im Wege des Energy Sharings nach dem neuen § 42c EnWG oder über Direktleitungen an Dritte weitergeben. Zuletzt wird die für das Jahr 2025 vorgesehene Umstellung der an den Strombörsen in den vortägigen Auktionen am Day-Ahead-Markt gehandelten und für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung maßgeblichen Stromprodukte nachvollzogen, die anstatt von Stundenkontrakten zukünftig Viertelstundenkontrakte vorsehen.

Die systematischen Änderungen im Energiefinanzierungsgesetz zielen darauf ab, das Fi-nanzierungssystem für den Ausbau der erneuerbaren Energien nach dem EEG nachvoll-ziehbarer und praxistauglicher zu gestalten. Insbesondere werden die Ermittlung des Fi-nanzierungsbedarfs und die Ermittlung des Jahresausgleichsanspruchs stärker voneinan-der abgegrenzt und der Jahresausgleichsanspruch zukünftig auf den Ausgleich des Saldos des EEG-Kontos der Übertragungsnetzbetreiber gerichtet.

C. Alternativen

Keine. Der Entwurf dient teilweise der Umsetzung Europäischen Rechts, das eine Anpassung des nationalen Rechtsrahmens innerhalb der vorgegebenen Umsetzungsfristen erforderlich macht. In Bezug auf die Änderungen des Bundesbedarfsplangesetzes normiert § 12e Absatz 4 Satz 1 EnWG, dass Änderungen des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber zu erlassen sind und dadurch für die geänderten und neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Vorhaben die

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt werden. Um temporären Erzeugungsüberschüssen schnellstmöglich begegnen zu können, ist die im Entwurf anvisierte Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem und die zunehmende Übernahme von Funktionen für die Systemsicherheit durch die EE erforderlich.

D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Bund:

Für den Bundeshaushalt entstehen durch dieses Gesetz zusätzliche Haushaltsausgaben in Höhe von jährlich ca. 12,02 Millionen Euro sowie einmalig ca. 2,86 Millionen Euro.

Sofern nicht anders ausgewiesen, entstehen die Mehrbedarfe unmittelbar nach Inkrafttreten des Gesetzes.

- Aufgrund der Neuregelungen entsteht bei der Bundesnetzagentur (Einzelplan 09) ein zusätzlicher jährlicher Personalmittelbedarf von ca. 13,23 Mio. Euro, darunter jährliche Personaleinzelkosten für die Wahrnehmung der Fachaufgaben in Höhe von insgesamt ca. 7,7 Mio. Euro, Sacheinzelkosten in Höhe von 2,5 Mio. Euro sowie Gemeinkosten in Höhe von 3,0 Millionen Euro. Nach den Ergebnissen zur Ermittlung und Darstellung des Erfüllungsaufwands sind für die Wahrnehmung der Fachaufgaben insgesamt 75,61 Planstellen erforderlich (48,92 hD, 19,95 gD und 6,74 mD), für den Querschnittsbereich werden weitere 22,3 Planstellen erforderlich; die Personal- und Sacheinzelkosten für den Querschnittsbereich sind im Gemeinkostenzuschlag in Höhe von 29,4 % auf die jährlichen Personal- und Sacheinzelkosten für die Fachaufgaben enthalten. Die Kosten wurden auf Grundlage des Rundschreibens für Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen und Kostenberechnungen des BMF vom 08.07.2024 (Gz.: BMF II A 3 - H 1012-10/21/10003 :008) ermittelt.

  Zusätzlich entsteht ein einmaliger Personalmittelbedarf in Höhe von ca. 1,26 Million Euro sowie ein einmaliger Sachmittelbedarf in Höhe von schätzungsweise 1,6 Millionen Euro bei der Bundesnetzagentur.

  Die jährlichen Sachausgaben der Bundesnetzagentur werden sich um vsl. 1,8 Mio. Euro verringern.

  Die Personalkosten der Bundesnetzagentur können nicht über Gebühren refinanziert werden, da diese haushaltstechnisch unmittelbar in den Bundeshaushalt fließen und der Bundesnetzagentur für die Bewirtschaftung der laufenden sowie der einmaligen Personal- und Sachkosten daher nicht zur Verfügung stehen.

- Für das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Einzelplan 09) ergeben sich im Saldo zusätzliche jährliche Personalausgaben in Höhe von ca. 0,39 Mio. Euro und 1,83 Stellen des höheren Dienstes.

- Außerdem entstehen im Einzelplan 07 voraussichtlich ab dem Haushaltsjahr 2029 bis einschließlich zum Haushaltsjahr 2035 jährlich ca. 0,21 Millionen Euro an zusätzlichen Personalausgaben für das Bundesverwaltungsgericht (0,8 Richterstellen (R6), 0,3 Stellen des gehobenen Dienstes (A12) und 0,5 Stellen des mittleren Dienstes (A9m)).

Die Mehrbedarfe sollen finanziell und stellenmäßig im jeweiligen Einzelplan ausgeglichen werden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Länder und Kommunen:

Durch das vorliegende Gesetz reduziert sich der jährliche Aufwand für die Verwaltungen der Länder und Kommunen entsprechend der Ausführungen unter VI. Gesetzesfolgen – 4c. Sonstige Auswirkungen auf die Haushalte der Länder und Kommunen sind nicht ersichtlich.

E. Erfüllungsaufwand

E.1 Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Dieses Gesetz führt für Bürgerinnen und Bürger zu einer voraussichtlichen Entlastung im Umfang von 1600 Stunden sowie zu einer voraussichtlichen Belastung in Höhe von ca. 28,6 Mio. Euro pro Jahr.

E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Durch dieses Gesetz entsteht für die Wirtschaft insgesamt ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von schätzungsweise ca. 78,4 Millionen Euro sowie ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von schätzungsweise ca. 91,3 Millionen Euro.

Im Sinne der „One in, one out“-Regel führt das Gesetz im Saldo zu einem “In“ beim jährlichen Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft in Höhe von 66,6 Millionen Euro.

Davon Bürokratiekosten aus Informationspflichten

Vom einmaligen Erfüllungsaufwand entfallen ca. 13,5 Millionen Euro auf neue *Informationspflichten*. Betrachtet man allerdings den jährlichen Erfüllungsaufwand, werden insgesamt *Informationspflichten* in Höhe von ca. 37 Millionen Euro abgebaut.

E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Bundesverwaltung:

Durch das vorliegende Gesetz entsteht der Bundesverwaltung im Saldo ein dauerhafter jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 5,8 Millionen Euro sowie ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 2,3 Millionen Euro.

Verwaltungen der Länder und Kommunen:

Durch das vorliegende Gesetz reduziert sich der jährliche Erfüllungsaufwand der Landesverwaltungen um schätzungsweise ca. 4,5 Millionen Euro.

F. Weitere Kosten

Für die Realisierung der neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Netzausbauvorhaben werden den Übertragungsnetzbetreibern schätzungsweise Kosten in Höhe von circa 45,9 Milliarden Euro als einmalige Investitionsausgaben über einen mehrjährigen Zeitraum entstehen. Die Kosten für den Netzausbau werden sich auf die Netzentgelte auswirken. Die Entwicklung der Netzentgelte hängt allerdings von vielen Faktoren ab, sodass sich das zukünftige Netzentgeltniveau

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

nicht verlässlich abschätzen lässt. Gleichzeitig dient der Netzausbau der Minimierung der mit dem Engpassmanagement verbundenen Kosten und wirkt auf diese Weise entlastend auf die Netzentgelte. Damit trägt der Netzausbau mittel- und langfristig insoweit auch zur Entlastung der Stromverbraucher bei.

Es wird geschätzt, dass beim Bundesverwaltungsgericht durch die mit diesem Gesetz verbundene Aufgabenmehrung ab dem Haushaltsjahr 2029 bis einschließlich zum Haushaltsjahr 2035 ein jährlicher Mehrbedarf an Personalkosten in Höhe von insgesamt ca. 0,21 Mio. Euro entsteht.

Dem Erfüllungsaufwand für den Smart-Meter-Rollout steht des Weiteren ein deutlich überwiegender volkswirtschaftlicher Nutzen gegenüber, welcher nach gutachterlichen Schätzungen im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz[1] je nach künftiger Entwicklung der Energiewende zwischen 2 und 11 Milliarden Euro beträgt. Dieser Nutzen kommt indirekt über Einsparungen bei Netzentgelten und Strompreis auch den Stromkunden zugute.

Darüber hinaus sind keine sonstigen direkten oder indirekten Kosten zu erwarten. Auswirkungen auf Einzelpreise oder das Preisniveau, insbesondere das Verbraucherpreisniveau, lassen sich derzeit nicht abschätzen.

[1] https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/digitalisierungsbericht-energiewende-a1-voruntersuchung.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND
DER BUNDESKANZLER

WIR FEIERN 75 JAHRE GRUNDGESETZ

Berlin, 13. Dezember 2024

An die
Präsidentin des
Deutschen Bundestages
Frau Bärbel Bas
Platz der Republik 1
11011 Berlin

Sehr geehrte Frau Präsidentin,

hiermit übersende ich den von der Bundesregierung beschlossenen

> Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung

mit Begründung und Vorblatt (Anlage 1).

Ich bitte, die Beschlussfassung des Deutschen Bundestages herbeizuführen.

Federführend ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

Die Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates gemäß § 6 Absatz 1 NKRG ist als Anlage 2 beigefügt.

Der Gesetzentwurf ist dem Bundesrat am 21. November 2024 als besonders eilbedürftig zugeleitet worden.

Die Stellungnahme des Bundesrates zu dem Gesetzentwurf sowie die Auffassung der Bundesregierung zu der Stellungnahme des Bundesrates werden unverzüglich nachgereicht.

Mit freundlichen Grüßen
Olaf Scholz

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Anlage 1

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung[1)]

Vom ...

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

Inhaltsübersicht

Artikel 1	Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes
Artikel 2	Änderung der BSI-Kritisverordnung
Artikel 3	Änderung der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasverminderung bei Kraftstoffen
Artikel 4	Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes
Artikel 5	Änderung des Börsengesetzes
Artikel 6	Änderung des Körperschaftsteuergesetzes
Artikel 7	Änderung des Stromsteuergesetzes
Artikel 8	Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen
Artikel 9	Änderung der Konzessionsabgabenverordnung
Artikel 10	Änderung der Niederspannungsanschlussverordnung
Artikel 11	Änderung der Niederdruckanschlussverordnung
Artikel 12	Änderung der Stromgrundversorgungsverordnung
Artikel 13	Änderung der Gasgrundversorgungsverordnung
Artikel 14	Änderung der Verordnung zum Schutz von Übertragungsnetzen
Artikel 15	Änderung der Systemstabilitätsverordnung
Artikel 16	Änderung der Kapazitätsreserveverordnung
Artikel 17	Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz
Artikel 18	Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes
Artikel 19	Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes
Artikel 20	Änderung des Erdgas-Wärme-Soforthilfegesetzes
Artikel 21	Änderung des Strompreisbremsegesetzes

[1)] Artikel 1 dieses Gesetzes dient der Umsetzung
- der Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates (ABl. L 2023/2413, 31.10. 2023);
- der Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union (Abl. L vom 26.6.2024);
- der Richtlinie 2024/1788 (EU) des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG (Neufassung) (Abl. L 2024/1788, 15.7.2024) sowie
- der Verordnung (EU) 2024/1106 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. April 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011 und (EU) 2019 /942 in Bezug auf einen besseren Schutz der Union vor Marktmanipulation auf dem Energiegroßhandelsmarkt (ABl. L 2024/1106 vom 17.4 2024).

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Artikel 22 Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes
Artikel 23 Änderung des Energiesicherungsgesetzes
Artikel 24 Änderung der Gassicherungsverordnung
Artikel 25 Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes
Artikel 26 Weitere Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes
Artikel 27 Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung
Artikel 28 Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung
Artikel 29 Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes
Artikel 30 Änderung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes
Artikel 31 Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes
Artikel 32 Änderung des Wärmeplanungsgesetzes
Artikel 33 Änderung der Betriebssicherheitsverordnung
Artikel 34 Änderung der Luftverkehrsordnung
Artikel 35 Inkrafttreten

Artikel 1

Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Das Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch … [einsetzen: Datum und Fundstelle der letzten Änderung] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:
   a) Der Angabe zu § 5 werden die Wörter „von Haushaltskunden“ angefügt.
   b) Die Angabe zu § 11 wird wie folgt gefasst:
      „§ 11 Betrieb von Energieversorgungsnetzen; Verordnungsermächtigung“.
   c) Die Angabe zu § 11c wird wie folgt gefasst:
      „§ 11c Überragendes öffentliches Interesse für Energiespeicheranlagen“.
   d) Nach der Angabe zu § 13k wird folgende Angabe zu § 13l eingefügt:
      „§ 13l Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie von Trägheit der lokalen Netzstabilität; Betrieb des Betriebsmittels“.
   e) Die Angabe zu § 14 wird wie folgt gefasst:
      „§ 14 Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen; Festlegungskompetenz“.
   f) Die Angabe zu den §§ 17a bis 17c wird wie folgt gefasst:
      „§ 17a Informationspflichten und Kommunikation bei Netzanschlussbegehren
      § 17b Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten in Elektrizitätsversorgungsnetzen
      § 17c Digitale Netzanschlussportale“.
   g) Die Angabe zu § 18a wird wie folgt gefasst:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

„§ 18a Digitale Netzanschlussportale für den Anschluss von Letztverbrauchern in der Niederspannung“.

h) Der Angabe zu § 19a werden die Wörter „und Subdelegation“ angefügt.

i) Nach der Angabe zu § 20a wird folgende Angabe zu § 20b eingefügt:

„§ 20b Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs; Festlegungskompetenz“.

j) Die Angaben zu § 21c bis § 21i werden gestrichen.

k) Die Angabe zu § 25 wird wie folgt gefasst:

„§ 25 Ausnahmen vom Zugang zu den Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit unbedingten Zahlungsverpflichtungen; Verordnungsermächtigung“.

l) Die Angabe zu § 27 wird wie folgt gefasst:

„§ 27 Zugang zu den vorgelagerten Rohrleitungsnetzen; Verordnungsermächtigung“.

m) Der Angabe zu § 29 wird die Angabe „; Verordnungsermächtigung“ angefügt

n) Die Angabe zu § 37 wird wie folgt gefasst:

„§ 37 Ausnahme von der Grundversorgungspflicht; Verordnungsermächtigung“.

o) Nach der Angabe zu § 38 wird folgende Angabe zu § 38a eingefügt:

„§ 38a Übergangsversorgung in Mittelspannung und Mitteldruck sowie in der Umspannung von Niederspannung zu Mittelspannung“.

p) Die Angabe zu § 39 wird wie folgt gefasst:

„§ 39 Allgemeine Preise und Versorgungsbedingungen; Verordnungsermächtigung“.

q) In den Angaben zu den §§ 40, 40a und 40c werden jeweils die Wörter „Strom- und Gasrechnungen“ durch das Wort „Energierechnungen“ ersetzt.

r) Die Angabe zu § 41a wird wie folgt gefasst:

„§41a Lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische und sonstige Stromtarife sowie Festpreisverträge“.

s) In der Angabe zu § 41c wird das Wort „Energielieferungen“ durch das Wort „Stromlieferungen“ ersetzt.

t) Nach der Angabe zu § 41e wird folgende Angabe zu §§ 41f und 41g eingefügt:

„§ 41f Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung bei Haushaltskunden

§ 41g Ergänzende Regelungen zu Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung bei Haushaltskunden in der Grundversorgung mit Strom oder Gas“.

u) Nach der Angabe zu § 42b wird folgende Angabe zu § 42c eingefügt:

„§ 42c Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien“.

v) Der Angabe zu § 50 werden die Wörter „Verordnungsermächtigung zur“ vorangestellt.

w) Die Angabe zu den §§ 50e bis 50j wird gestrichen.

x) Der Angabe zu § 53 werden die Wörter „Verordnungsermächtigung zur“ vorangestellt.

y) In der Angabe zu § 61 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

z) Der Angabe zur § 91 wird die Angabe „Verordnungsermächtigung“ angefügt.

aa) Die Angabe zu den §§ 114 bis 116 wird wie folgt gefasst:

„§ 114 (weggefallen)

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

§ 115 (weggefallen)

§ 116 (weggefallen)“.

bb) Die Angabe zu den §§ 118b und 118c wird gestrichen.

cc) Die Angabe zu § 121 wird gestrichen.

2. § 3 wird wie folgt gefasst:

„ § 3

Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieses Gesetzes ist oder sind

1. Abrechnungsinformationen

   Informationen, die üblicherweise in Rechnungen über die Energiebelieferung von Letztverbrauchern zur Ermittlung des Rechnungsbetrages enthalten sind, mit Ausnahme der Zahlungsaufforderung selbst,

2. Aggregatoren

   natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die eine Tätigkeit ausüben, bei der der Verbrauch oder die Erzeugung von elektrischer Energie in Energieanlagen oder in Anlagen zum Verbrauch elektrischer Energie auf einem Elektrizitätsmarkt gebündelt angeboten werden,

3. Ausgleichsleistungen

   Dienstleistungen zur Bereitstellung von Energie, die zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigt wird, zu denen insbesondere auch Regelenergie gehört,

4. Ausspeisekapazität

   im Gasbereich das maximale Volumen pro Stunde in Normkubikmeter, das an einem Ausspeisepunkt aus einem Netz oder Teilnetz insgesamt entnommen und gebucht werden kann,

5. Ausspeisepunkt

   ein Punkt, an dem Gas aus einem Netz oder Teilnetz eines Netzbetreibers entnommen werden kann,

6. Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen

   natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die Betreiber von Übertragungs- oder Elektrizitätsverteilernetzen sind,

7. Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen

   natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Verteilung von Elektrizität wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen,

8. Betreiber von Energieversorgungsnetzen

   Betreiber von Elektrizitäts-, Gas- oder Wasserstoffversorgungsnetzen,

9. Betreiber von Fernleitungsnetzen

   Betreiber von Netzen, die Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkte auf weisen, die insbesondere die Einbindung größerer europäischer Importleitungen in das deutsche Fernleitungsnetz gewährleisten, oder natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Fernleitung von Erdgas wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau eines Netzes,

a) das der Anbindung der inländischen Produktion oder von LNG-Anlagen an das deutsche Fernleitungsnetz dient, sofern es sich hierbei nicht um ein vorgelagertes Rohrleitungsnetz im Sinne von Nummer 105 handelt, oder

b) das an Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkten Buchungspunkte oder -zonen aufweise, für die Transportkunden Kapazitäten buchen können,

10. Betreiber von Gasspeicheranlagen

natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Speicherung von Erdgas wahrnehmen und für den Betrieb einer Gasspeicheranlage verantwortlich sind,

11. Betreiber von Gasversorgungsnetzen

natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die Gasversorgungsnetze betreiben,

12. Betreiber von Gasverteilernetzen

natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Verteilung von Gas wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen,

13. Betreiber von LNG-Anlagen

natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Verflüssigung von Erdgas oder der Einfuhr, Entladung und Wiederverdampfung,

14. Betreiber technischer Infrastrukturen

natürliche oder juristische Personen, die für den sicheren Betrieb technischer Infrastrukturen verantwortlich sind, wobei technische Infrastrukturen alle Infrastrukturen sind, an denen durch Einwirken eines Elektrizitätsversorgungsnetzes elektromagnetische Beeinflussungen auftreten können; dabei zählen hierzu zählen insbesondere Telekommunikationslinien im Sinne des § 3 Nummer 64 des Telekommunikationsgesetzes vom 23. Juni 2021 (BGBl. I S. 1858), das zuletzt durch Artikel 35 des Gesetzes vom 6. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 149) geändert worden ist, Rohrleitungsanlagen aus leitfähigem Material, Steuer- und Signalleitungen oder Hoch- und Höchstspannungsleitungen innerhalb eines Beeinflussungsbereichs von bis zu 1 000 Metern um die beeinflussende Anlage,

15. Betreiber von Übertragungsnetzen

natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Übertragung von Elektrizität wahrnehmen und die verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen,

16. Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung

die Unternehmen 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH sowie ihre Rechtsnachfolger,

17. Betreiber von Wasserstoffnetzen

natürliche oder juristische Personen, die die Aufgabe des Transports oder der Verteilung von Wasserstoff wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Wasserstoffnetzes,

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

18. Betreiber von Wasserstoffspeicheranlagen

    natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Speicherung von Wasserstoff wahrnehmen und für den Betrieb einer Wasserstoffspeicheranlage verantwortlich sind,

19. Betreiber von Wasserstofftransportnetzen

    natürliche oder juristische Personen, die Leitungen zum Wasserstofftransport betreiben,

20. Bilanzkreis

    im Elektrizitätsbereich innerhalb einer Regelzone die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen,

21. Bilanzzone

    im Gasbereich der Teil eines Netzes oder mehrere Netze, in dem Ein- und Ausspeisepunkte einem bestimmten Bilanzkreis zugeordnet werden können,

22. Biogas

    Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16; ABl. L 265 vom 5.9.2014, S. 33), die zuletzt durch die Richtlinie (EU) 2018/2001 (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82) geändert worden ist stammen,

23. Datenformat

    eine für die elektronische Weiterverarbeitung oder Veröffentlichung geeignete und standardisierte Formatvorgabe für die Datenkommunikation, die die relevanten Parameter enthält,

24. dezentrale Erzeugungsanlage

    eine an das Verteilernetz angeschlossene verbrauchs- und lastnahe Erzeugungsanlage,

25. Direktleitung

    eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen oder Kunden verbindet, oder eine zusätzlich zum Verbundnetz errichtete Gasleitung zur Versorgung einzelner Kunden,

26. Eigenanlage

    Anlage zur Erzeugung von Elektrizität zur Deckung des Eigenbedarfs, die nicht von Energieversorgungsunternehmen betrieben werden,

27. Einspeisekapazität

    im Gasbereich das maximale Volumen pro Stunde in Normkubikmeter, das an einem Eispeisepunkt in ein Netz oder Teilnetz eines Netzbetreibers insgesamt eingespeist werden kann,

28. Einspeisepunkt

    ein Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber in dessen Netz oder Teilnetz übergeben werden kann, einschließlich der Übergabe aus Speichern, Gasproduktionsanlagen, Hubs oder Misch- oder Konversionsanlagen,

29. Energie

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Elektrizität, Gas oder Wasserstoff, soweit sie zur leitungsgebundenen Energieversorgung verwendet werden,

30. Energieanlage

    Anlage zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen, dies schließt die Verteileranlagen der Letztverbraucher sowie bei der Gasversorgung auch die letzte Absperreinrichtung vor der Verbrauchsanlage ein,

31. Energiederivat

    ein in Abschnitt C Nummer 5, 6 oder 7 des Anhangs I der Richtlinie 2014/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Mai 2014 über Märkte für Finanzinstrumente sowie zur Änderung der Richtlinien 2002/92/EG und 2011/61/EU (ABl. L 173 vom 12.6.2014, S. 349; ABl. L 278 vom 27.10.2017, S. 56), die zuletzt durch die Richtlinie (EU) 2024/790 (ABl. L, 2024/790, 8.3.2024 geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung genanntes Finanzinstrument, sofern dieses Instrument auf Elektrizität oder Gas bezogen ist,

32. Energieeffizienzmaßnahme

    Maßnahme zur Verbesserung des Verhältnisses zwischen Energieaufwand und dem damit erzielten Ergebnis im Bereich von Energieumwandlung, Energietransport und Energienutzung,

33. Energielieferant

    Gaslieferant, Stromlieferant oder Wasserstofflieferant,

34. Energiespeicheranlage

    Anlage in einem Elektrizitätsnetz, mit der die endgültige Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung verschoben wird oder mit der die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder ihre anschließende Nutzung als ein anderer Energieträger erfolgt,

35. Energieversorgungsnetze

    Elektrizitätsversorgungsnetze und Gasversorgungsnetze über eine oder mehrere Spannungsebenen oder Druckstufen mit Ausnahme von Kundenanlagen im Sinne der Nummern 59 und 60 sowie im Rahmen von Teil 5 dieses Gesetzes Wasserstoffnetze,

36. Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung

    Energieversorgungsnetze, die der Verteilung von Energie an Dritte dienen und von ihrer Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzeinrichtung feststehender oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt sind, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offenstehen,

37. Energieversorgungsunternehmen

    natürliche oder juristische Personen, die Energie an andere liefern, ein Energieversorgungsnetz betreiben oder an einem Energieversorgungsnetz als Eigentümer Verfügungsbefugnis besitzen, wobei der Betrieb einer Kundenanlage oder einer Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung den Betreiber nicht zum Energieversorgungsunternehmen macht,

38. Energieversorgungsvertrag

    ein Vertrag über die Lieferung von Elektrizität, Gas oder Wasserstoff, mit Ausnahme von Energiederivaten,

39. Erlösobergrenze

    Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten,

40. Erneuerbare Energien

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Energien im Sinn des § 3 Nummer 21 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,

41. Erzeugungsanlage

    Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie,

42. Europäische Strommärkte

    die Strommärkte der Mitgliedstaaten der Europäischen Union sowie der Schweizerischen Eidgenossenschaft und des Königreichs Norwegen,

43. Fernleitung

    der Transport von Erdgas durch ein Hochdruckfernleitungsnetz, mit Ausnahme von vorgelagerten Rohrleitungsnetzen, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Versorgung der Kunden selbst,

44. Festpreisvertrag

    ein Energieliefervertrag mit einem Letztverbraucher, bei dem die Vertragsbedingungen einschließlich des Preises für eine vereinbarte Vertragslaufzeit vom Energielieferanten mindestens für den von ihm beeinflussbaren Versorgeranteil garantiert werden, wobei der vereinbarte Preis auch unterschiedliche, beispielsweise zeitvariable Preiselemente enthalten kann,

45. Gas

    Erdgas, Biogas, Flüssiggas im Rahmen der §§ 4 und 49 sowie, wenn sie in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden, Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, das durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist,

46. Gaslieferant

    natürliche oder juristische Personen, deren Geschäftstätigkeit ganz oder teilweise auf den Vertrieb von Gas zum Zweck der Belieferung von Letztverbrauchern ausgerichtet ist,

47. Gasspeicheranlage

    eine einem Gasversorgungsunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Gas, einschließlich des zu Speicherzwecken genutzten Teils von LNG-Anlagen, jedoch mit Ausnahme des Teils, der für eine Gewinnungstätigkeit genutzt wird, ausgenommen sind auch Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind,

48. Gasverbindungsleitungen mit Drittstaaten

    Fernleitungen zwischen einem Mitgliedstaat der Europäischen Union und einem Drittstaat bis zur Grenze des Hoheitsgebietes der Mitgliedstaaten oder bis zum Küstenmeer dieses Mitgliedstaates,

49. Gasversorgungsnetze

    alle Fernleitungsnetze, Gasverteilernetze, LNG-Anlagen oder Gasspeicheranlagen, die für den Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung und zu LNG-Anlagen erforderlich sind und die einem oder mehreren Energieversorgungsunternehmen gehören oder von ihm oder von ihnen betrieben werden, einschließlich Netzpufferung und seiner Anlage, die zu Hilfsdiensten genutzt werden, und der Anlagen verbundener Unternehmen, ausgenommen sind solche Netzteile oder Teile von Einrichtungen, die für örtliche Produktionstätigkeiten verwendet werden,

50. Gebäude

    überdeckte alleinstehende oder baulich verbundene bauliche Anlage, die von Menschen betreten werden können,

51. Gebäudestromanlage

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

eine Erzeugungsanlage, die in, an oder auf einem Gebäude oder einer Nebenanlage dieses Gebäudes installiert ist, und aus solarer Strahlungsenergie elektrische Energie erzeugt, die ganz oder teilweise durch teilnehmende Letztverbraucher im Rahmen eines Gebäudestromnutzungsvertrags nach § 42b Absatz 1 verbraucht wird,

52. grenzüberschreitende Elektrizitätsverbindungsleitungen

    Übertragungsleitungen zur Verbundschaltung von Übertragungsnetzen einschließlich aller Anlagengüter bis zum jeweiligen Netzverknüpfungspunkt, die eine Grenze zwischen Mitgliedstaaten oder zwischen einem Mitgliedstaat und einem Staat, der nicht der Europäischen Union angehört, queren oder überspannen und einzig dem Zweck dienen, die nationalen Übertragungsnetze dieser Staaten zu verbinden,

53. Großhändler

    natürliche oder juristische Personen mit Ausnahme von Betreibern von Übertragungs-, Fernleitungs-, Wasserstoff- sowie Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen, die Energie zum Zwecke des Weiterverkaufs innerhalb oder außerhalb des Netzes, in dem sie ansässig sind, kaufen,

54. H-Gasversorgungsnetz

    ein Gasversorgungsnetz zur Versorgung von Kunden mit H-Gas,

55. Haushaltskunden

    Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10 000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen,

56. Hilfsdienste

    Sämtliche zum Betrieb eines Übertragungs- oder Elektrizitätsverteilernetzes erforderlichen Dienste oder sämtliche für den Zugang zu und den Betrieb von Fernleitungs- oder Gasverteilernetzen oder LNG-Anlagen oder Gasspeicheranlagen erforderlichen Dienste, einschließlich Lastausgleichs- und Mischungsanlagen, jedoch mit Ausnahme von Anlagen, die ausschließlich Betreibern von Fernleitungsnetzen für die Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind,

57. Kleinstunternehmen

    ein Unternehmen, das weniger als zehn Personen beschäftigt und dessen Jahresumsatzsumme 2 Millionen Euro nicht überschreitet,

58. Kunden

    Großhändler, Letztverbraucher sowie Unternehmen, die Energie kaufen,

59. Kundenanlage

    Energieanlagen zur Abgabe von Energie, die

    a) sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden oder bei der durch eine Direktleitung nach Nummer 25 mit einer Nennspannung von 10 Kilovolt bis einschließlich 40 Kilovolt Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in einer maximalen Entfernung von 5 000 Metern angebunden sind,

    b) mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden ist,

    c) für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend ist, und

    d) jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt wird,

60. Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Energieanlagen zur Abgabe von Energie, die

a) sich auf einem räumlich zusammengehörenden Betriebsgebiet befinden oder bei der durch eine Direktleitung nach Nummer 25 mit einer Nennspannung von 10 Kilovolt bis einschließlich 40 Kilovolt Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in einer maximalen Entfernung von 5 000 Metern angebunden sind, die

b) mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden ist,

c) fast ausschließlich dem betriebsnotwendigen Transport von Energie innerhalb des eigenen Unternehmens oder zu verbundenen Unternehmen oder fast ausschließlich dem der Bestimmung des Betriebs geschuldeten Abtransport in ein Energieversorgungsnetz dient und

d) jedermann zum Zwecke der Belieferung der an sie angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt wird,

61. L-Gasversorgungsnetz

ein Gasversorgungsnetz zur Versorgung von Kunden mit L-Gas,

62. landseitige Stromversorgung

die mittels einer Standardschnittstelle von Land aus erbrachte Stromversorgung von Seeschiffen oder Binnenschiffen am Liegeplatz,

63. Landstromanlage

die Gesamtheit der technischen Infrastruktur aus den technischen Anlagen zur Frequenz- und Spannungsumrichtung, der Standardschnittstelle einschließlich der zugehörigen Verbindungsleitungen, die

a) sich in einem räumlich zusammengehörigen Gebiet in oder an einem Hafen befinden und

b) ausschließlich der landseitigen Stromversorgung von Schiffen dienen,

64. Letztverbraucher

natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen, wobei auch der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile und der Strombezug für Landstromanlagen dem Letztverbrauch im Sinne dieses Gesetzes und den auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen gleichsteht,

65. LNG-Anlage

eine Kopfstation zur Verflüssigung von Erdgas oder zur Einfuhr, Entladung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas, darin eingeschlossen sind Hilfsdienste und die vorübergehende Speicherung, die für die Wiederverdampfung und die anschließende Einspeisung in das Fernleitungsnetz erforderlich sind, jedoch nicht die zu Speicherzwecken genutzten Teile von LNG-Kopfstationen,

66. Marktgebietsverantwortlicher

ist die von den Fernleitungsnetzbetreibern mit der Wahrnehmung von Aufgaben des Netzbetreibers beauftragte bestimmte natürliche oder juristische Person, die in einem Marktgebiet Leistungen erbringt, die zur Verwirklichung einer effizienten Abwicklung des Gasnetzzugangs durch eine Person zu erbringen sind,

67. Messstellenbetreiber

ein Netzbetreiber oder ein Dritter, der die Aufgabe des Messstellenbetriebs wahrnimmt,

68. Messstellenbetrieb

der Einbau, der Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen

69. Messung

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten,

70. Minutenreserve

    im Elektrizitätsbereich die Regelleistung, mit deren Einsatz eine ausreichende Sekundärregelreserve innerhalb von 15 Minuten wiederhergestellt werden kann,

71. Netzbetreiber

    Netz- oder Anlagenbetreiber im Sinne der Nummern 6 bis 9, 11, 12, 15 und 16,

72. Netznutzer

    natürliche oder juristische Personen, die Energie in ein Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetz einspeisen oder daraus beziehen,

73. Netzpufferung

    die Speicherung von Gas durch Verdichtung in Fernleitungs- und Verteilernetzen, ausgenommen sind Einrichtungen, die Betreibern von Fernleitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgabe vorbehalten sind,

74. neue Infrastruktur

    eine Infrastruktur, die nach dem 12. Juli 2005 in Betrieb genommen worden ist,

75. oberste Unternehmensleitung

    Vorstand, Geschäftsführung oder ein Gesellschaftsorgan mit vergleichbaren Aufgaben und Befugnissen,

76. Offshore-Anbindungsleitung

    Anbindungsleitungen im Sinn von § 3 Nummer 5 des Windenergie- auf-See-Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist,

77. örtliches Verteilernetz

    ein Netz, das überwiegend der Belieferung von Letztverbrauchern über örtliche Leitungen, unabhängig von der Druckstufe oder dem Durchmesser der Leitungen, dient, wobei für die Abgrenzung der örtlichen Verteilernetze von den vorgelagerten Netzebene auf das Konzessionsgebiet abgestellt wird, in dem ein Netz der allgemeinen Versorgung im Sinne des § 18 Absatz 1 und des § 46 Absatz 2 betrieben wird, einschließlich von Leitungen, die ein örtliche Verteilernetz mit einem benachbarten örtlichen Verteilernetz verbinden,

78. Primärregelung

    im Elektrizitätsbereich die automatische frequenzstabilisierend wirkende Wirkleistungsregelung,

79. Provisorien

    Hochspannungsleitungen, einschließlich der für ihren Betrieb notwendigen Anlagen, die nicht auf Dauer angelegt sind und die die Errichtung, den Betrieb oder die Änderung einer dauerhaften Hochspannungsleitung oder eine Änderung des Betriebskonzepts oder einen Seiltausch oder eine standortgleiche Masténderung im Sinne des § 3 Nummer 1 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist, oder die Überwindung von Netzengpässen unterstützen, sofern das Provisorium eine Länge von 15 Kilometern nicht überschreitet,

80. Regelenergie

    im Elektrizitätsbereich diejenige Energie, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone eingesetzt wird,

81. Regelzone

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

im Bereich der Elektrizitätsversorgung das Netzgebiet, für dessen Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve ein Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Union für die Koordinierung des Transports elektrischer Energie verantwortlich ist,

82. registrierende Lastgangmessung

    die Erfassung der Gesamtheit aller Leistungsmittelwerte, die über eine ganzzahlige Anzahl von Messperioden gemessen wird,

83. Sekundärregelung

    im Elektrizitätsbereich die automatische Wirkleistungsregelung, um die Netzfrequenz auf ihren Nennwert zur regeln und um den Leistungsaustausch zwischen Regelzonen vom Ist- Leistungsaustausch auf den Soll-Leistungsaustausch zu regeln,

84. selbstständige Betreiber von grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen

    Betreiber von Übertragungsnetzen, die eine oder mehrere grenzüberschreitende Elektrizitätsverbindungsleitungen betreiben, ohne

    a) Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung zu sein oder

    b) mit einem Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung im Sinne des Artikels 3 Absatz 2 der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates vom 20. Januar 2004 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (ABl. L 24 vom 29.1.2004, S. 1) verbunden zu sein,

85. standardisierte Lastprofile

    vereinfachte Methoden für die Abwicklung der Energielieferung an Letztverbraucher, die sich am typischen Abnahmeprofil verschiedener Gruppen von Letztverbrauchern orientieren,

86. Stromgebotszone

    das größte geografische Gebiet, in dem Marktteilnehmer ohne Kapazitätsvergabe elektrische Energie austauschen können,

87. Stromlieferanten

    natürliche oder juristische Personen, deren Geschäftstätigkeit ganz oder teilweise auf den Vertrieb von Elektrizität zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern ausgerichtet ist,

88. Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen

    ein Stromliefervertrag mit einem Letztverbraucher, in dem die Preisschwankungen auf den Spotmärkten, einschließlich der Day-Ahead-Märkte sowie der Intraday-Märkte, in Intervallen widergespiegelt werden, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen,

89. Teilnetz

    im Gasbereich ein Teil des Transportgebietes eines oder mehrerer Netzbetreiber, in dem ein Transportkunde gebuchte Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten flexibel nutzen kann,

90. Transportkunde

    im Gasbereich Großhändler, Gaslieferanten einschließlich der Handelsabteilung eines vertikal integrierten Unternehmens und Letztverbraucher

91. Transportnetzbetreiber

    jeder Betreiber eines Übertragungs- oder Fernleitungsnetzes,

92. Transportnetz

    jedes Übertragungs- oder Fernleitungsnetz,

93. Übertragung

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

der Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz einschließlich grenzüberschreitender Verbindungsleitungen zum Zweck der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst,

94. Umweltverträglichkeit

dass die Energieversorgung den Erfordernissen eines nachhaltigen, insbesondere rationellen und sparsamen Umgangs mit Energie genügt, eine schonende und dauerhafte Nutzung von Ressourcen gewährleistet ist und die Umwelt möglichst wenig belastet wird, der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien kommt dabei besondere Bedeutung zu,

95. Unternehmensleitung

die oberste Unternehmensleistung sowie Personen, die mit Leitungsaufgaben für den Transportnetzbetreiber betraut sind und auf Grund eines Übertragungsaktes, dessen Eintragung im Handelsregister oder einem vergleichbaren Register eines Mitgliedstaates der Europäischen Union gesetzlich vorgesehen ist, berechtigt sind, den Transportnetzbetreiber gerichtlich und außergerichtlich zu vertreten,

96. Verbindungsleitung

Anlage, die zur Verbundschaltung von Elektrizitätsnetzen dienen, oder eine Fernleitung, die eine Grenze zwischen Mitgliedstaaten quert oder überspannt und einzig dem Zweck dient, die nationalen Fernleitungsnetze dieser Mitgliedstaaten zu verbinden,

97. Verbundnetz

eine Anzahl von Übertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen, die durch eine oder mehrere Verbindungsleitungen miteinander verbunden sind, oder eine Anzahl von Gasversorgungsnetzen, die miteinander verbunden sind,

98. Verlustenergie

im Elektrizitätsbereich die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie,

99. Versorgeranteil

der auf die Energiebelieferung entfallende Preisanteil, der sich rechnerisch nach Abzug der Umsatzsteuer und der Belastungen nach § 40 Absatz 3 ergibt,

100. Versorgung

die Erzeugung oder Gewinnung von Energie zur Belieferung von Kunden, der Vertrieb von Energie an Kunden und der Betrieb eines Energieversorgungsnetzes,

101. Verteilung

der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niederer Spannung über Elektrizitätsverteilernetze oder der Transport von Gas über örtliche oder regionale Leitungsnetze, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst; der Verteilung von Gas dienen auch solche Netze, die über Grenzkopplungspunkte verfügen, über die ausschließlich ein anderes, nachgelagertes Netz aufgespeist wird,

102. vertikal integriertes Unternehmen

ein im Elektrizitäts- oder im Gasbereich tätiges Unternehmen oder eine Gruppe von Elektrizitäts- oder Gasunternehmen, die im Sinne des Artikels 3 Absatz 2 der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 miteinander verbunden sind, wobei das betreffende Unternehmen oder die betreffende Gruppe im Elektrizitätsbereich mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung oder Vertrieb von Elektrizität oder im Erdgasbereich mindestens eine der Funktionen Fernleitung, Verteilung, Betrieb einer LNG-Anlage oder Speicherung und gleichzeitig eine der Funktionen Gewinnung oder Vertrieb von Erdgas wahrnimmt,

103. volatile Erzeugung

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Erzeugung von Strom aus Windenergieanlagen oder aus solarer Strahlungsenergie,

104. vollständig integrierte Netzkomponenten

Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder in das Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs und nicht der Bereitstellung von Regelenergie oder dem Engpassmanagement dienen,

105. vorgelagertes Rohrleitungsnetz

Rohrleitungen oder ein Netz von Rohrleitungen, deren Betrieb oder Bau Teil eines Öl- oder Gasgewinnungsvorhabens ist oder die dazu verwendet werden, Erdgas von einer oder mehreren solcher Anlagen zu einer Aufbereitungsanlage, zu einem Terminal oder zu einem an der Küste gelegenen Endanlandeterminal zu leiten, mit Ausnahme solcher Netzteile oder Teile von Einrichtungen, die für örtliche Produktionstätigkeiten verwendet werden,

106. Wasserstofflieferant

natürliche oder juristische Person, deren Geschäftstätigkeit ganz oder teilweise auf den Vertrieb von Wasserstoff zum Zweck der Belieferung von Letztverbrauchern ausgerichtet ist,

107. Wasserstoffnetz

ein Netz zur Versorgung von Kunden ausschließlich mit Wasserstoff, das von der Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Kunden ausgelegt ist, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Kunden offensteht, dabei umfasst es unabhängig vom Durchmesser Wasserstoffleitungen zum Transport und zur Verteilung von Wasserstoff nebst allen dem Leitungsbetrieb dienenden Einrichtungen, insbesondere Entspannungs-, Regel- und Messanlagen sowie Leitungen oder Leitungssysteme zur Optimierung des Wasserstoffbezugs und der Wasserstoffdarbietung,

108. Wasserstoffspeicheranlagen

eine einem Energieversorgungsunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Wasserstoff, mit Ausnahme von Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Wasserstoffnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind,

109. Wasserstofftransport

der Transport von Wasserstoff durch ein überregionales Hochdruckleitungsnetz, mit Ausnahme von vorgelagerten Rohrleitungsnetzen, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen,

110. Winterhalbjahr

der Zeitraum vom 1. Oktober eines Jahres bis zum Ablauf des 31. März des Folgejahres.“

3. § 4b wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 Satz 1 und 2 wird jeweils das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

b) In Absatz 3 Satz 1 und 2 werden jeweils die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“ durch die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz“ ersetzt.

c) In Absatz 4 werden die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“ durch die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz“ ersetzt.

d) In Absatz 5 Satz 3 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

4. In § 4c Satz 3 und 4 wird jeweils das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

5. § 5 wird wie folgt geändert:

a) Der Überschrift werden die Wörter „von Haushaltskunden“ angefügt.

b) Nach Absatz 4 folgender wird Absatz 4a eingefügt:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

„(4a) Jeder Stromlieferant, der einen Haushaltskunden mit Elektrizität beliefert, muss zur Gewährleistung seiner wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit angemessene Absicherungsstrategien entwickeln und befolgen, um das Risiko von Änderungen des Elektrizitätsangebots auf dem Großhandelsmarkt für die wirtschaftliche Tragfähigkeit ihrer Verträge mit Kunden zu begrenzen und gleichzeitig die Liquidität an Kurzfristmärkten und die von diesen Märkten ausgehenden Preissignale aufrechtzuerhalten. Er muss darüber hinaus angemessene Maßnahmen ergreifen, um das Risiko eines Ausfalls der Belieferung seiner Kunden zu begrenzen. Die Bundesnetzagentur kann von dem Stromlieferanten jederzeit, auch im Rahmen des Monitorings nach § 35, die Vorlage der Absicherungsstrategien nach Satz 1 und, sofern die Absicherungsstrategie und die Maßnahmen nach Satz 2 nicht geeignet sind, die in Satz 1 genannten Ziele zu erreichen, Anpassungen verlangen .“

6. § 5b Absatz 1 wird wie folgt geändert:

   a) In Satz 1 werden nach dem Wort „arrangieren“ die Wörter „oder beruflich Transaktionen nach Artikel 16 der Verordnung (EU) Nr. 596/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 über Markt-missbrauch (Marktmissbrauchsverordnung) und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/6/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und der Richtlinien 2003/124/EG, 2003/125/EG und 2004/72/EG der Kommission (ABl. L 173 vom 12.6.2014, S. 1; ABl. L 348 vom 21.12.2016, S. 83), die zuletzt durch die Verordnung (EU) 2023/2869 (ABl. L, 2023/2869, 20.12.2023) geändert worden ist, sowie auch Transaktionen mit Energiegroßhandelsprodukten ausführen“ eingefügt und die Wörter „Artikel 15 Satz 1“ durch die Wörter „Artikel 15 Absatz 1 oder Absatz 2“ ersetzt sowie nach der Angabe „(ABl. L 326 vom 8.12.2011, S. 1)“ die Wörter „, die zuletzt durch die Verordnung (EU) 2024/1106 (ABl. L 2024/1106) geändert worden ist,“ eingefügt.

   b) In Satz 2 werden die Wörter „Artikel 15 Satz 2“ durch die Wörter „Artikel 15 Absatz 3“ ersetzt.

   c) In Satz 3 werden die Wörter „Artikel 15 Satz 1“ durch die Wörter „Artikel 15 Absatz 1 und Absatz 2“ ersetzt.

7. § 6 wird wie folgt geändert:

   a) In Absatz 1 Satz 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 38“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 102“ ersetzt.

   b) In Absatz 2 Satz 4 wird die Angabe „§ 3 Nummer 31h“ durch die Angabe „§ 31 Nummer 92“ ersetzt.

8. § 6b wird wie folgt geändert:

   a) In Absatz 1 Satz 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 38“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 102“ ersetzt.

   b) In Absatz 8 Satz 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 38“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 102“ ersetzt.

9. § 7 wird wie folgt geändert:

   a) In Absatz 1 Satz 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 38“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 102“ ersetzt.

   b) In Absatz 2 Satz 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 38“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 102“ ersetzt.

10. § 7a wird wie folgt geändert:

    a) In Absatz 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 38“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 102“ ersetzt.

    b) In Absatz 7 Satz 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 38“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 102“ ersetzt.

11. In § 7c Absatz 3 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ und werden die Wörter „Verkehr und digitale Infrastruktur“ durch die Wörter „Digitales und Verkehr“ ersetzt.

12. In § 10 Absatz 2 Satz 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 38“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 102“ ersetzt.

13. § 11 wird wie folgt geändert:

    a) Der Überschrift wird die Angabe „; Verordnungsermächtigung“ angefügt.

    b) Absatz 3 wird wie folgt geändert:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

aa) In Satz 1 werden nach dem Wort „Rechtsverhältnissen“ die Wörter „nach § 17 Absatz 3 oder nach § 18 Absatz 3“ eingefügt.

bb) Satz 2 wird durch folgende Sätze ersetzt:

„Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Haftung der Betreiber von Energieversorgungsnetzen aus Vertrag und unerlaubter Handlung für Sach- oder Vermögensschäden, die ein Netznutzer durch Störungen der Netznutzung erleidet, zu regeln. In Rechtsverordnungen nach den Sätzen 1 oder 2 kann die Haftung auf vorsätzliche oder grob fahrlässige Verursachung beschränkt und der Höhe nach begrenzt werden.“

14. § 11c wird wie folgt geändert:

a) In der Überschrift werden die Wörter „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ durch das Wort „Energiespeicheranlagen“ ersetzt.

b) Es werden folgende Sätze angefügt:

„Bis die Stromversorgung im Bundesgebiet nahezu treibhausgasneutral ist, soll der beschleunigte Ausbau von Energiespeicheranlagen als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführende Schutzgüterabwägung eingebracht werden. Satz 2 ist nicht gegenüber Belangen der Landes- und Bündnisverteidigung anzuwenden.“

c) Im neuen Satz 1 werden die Wörter „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ durch das Wort „Energiespeicheranlagen“ ersetzt.

15. § 12 wird wie folgt geändert:

a) Nach Absatz 2 werden die folgenden Absätze 2a bis 2h eingefügt:

„(2a) Jeder Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes muss sicherstellen, dass er jederzeit in der Lage ist, für die folgenden, an sein Netz angeschlossenen, Anlagen Anpassungen nach § 13a Absatz 1, auch in Verbindung mit § 14 Absatz 1, vorzunehmen und die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen:

1. Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie

2. Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes jederzeit fernsteuerbar sind.

(2b) Zum Zwecke des Nachweises der Erfüllung der Pflichten nach Absatz 2a hat jeder Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes jährlich Anpassungen nach § 13a Absatz 1, auch in Verbindung mit § 14 Absatz 1, sowie Abrufe der Ist-Einspeisung testweise vorzunehmen; für Anlagen mit einer Nennleistung von unter 100 Kilowatt gilt dies erst ab dem 1. Januar 2026. Jeder grundzuständige Messstellenbetreiber im Sinne des § 2 Satz 1 Nummer 4 des Messstellenbetriebsgesetzes hat jährlich den Stand der Erfüllung der Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes in dem Netzgebiet, auf das sich seine Grundzuständigkeit erstreckt, zu überprüfen und das Ergebnis des aktuellen Stands dem Betreiber von Energieversorgungsnetzen des jeweiligen Netzgebiets vorzulegen. Jeder Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat die Ergebnisse nach den Sätzen 1 und 2 dem ihm jeweils vorgelagerten Netzbetreiber schriftlich oder elektronisch vorzulegen. Der jeweils vorgelagerte Netzbetreiber muss die Ergebnisse nach den Sätzen 1 und 2 einer Plausibilitätsprüfung unterziehen und deren jeweiliges Ergebnis dem ihm nachgelagerten Netzbetreiber und dem grundzuständigen Messstellenbetreiber schriftlich oder elektronisch mitteilen. Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes, der einem Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung unmittelbar nachgelagert ist, hat diesem Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung zusätzlich zu den Ergebnissen nach den Sätzen 1 und 2, die in seinem Netzgebiet ermittelt wurden, auch die Ergebnisse nach den Sätzen 1 und 2 und die Ergebnisse der Plausibilitätsprüfungen der ihm jeweils nachgelagerten Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen schriftlich oder elektronisch vorzulegen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

(2c) Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung sind verpflichtet, auf der Grundlage der Ergebnisse nach Absatz 2b Satz 1 und 2 gemeinsam einen Gesamtbericht zu erstellen und erstmalig zum Ablauf des 30. November 2025 und danach jährlich der Bundesnetzagentur und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz vorzulegen. Dieser Gesamtbericht umfasst

1. die Ergebnisse der nach Absatz 2b Satz 1 durchgeführten Tests und der nach Absatz 2b Satz 2 durchgeführten Überprüfungen, einschließlich der jeweils durchgeführten Plausibilitätsprüfung,
2. eine Bewertung des Umfangs der Erfüllung der Verpflichtungen nach Absatz 2a und § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes sowie
3. Handlungsempfehlungen der Betreiber von Übertragungsnetzen zur Verbesserung ihrer eigenen Steuerungsfähigkeit und derjenigen der ihnen unmittelbar oder mittelbar nachgelagerten Netzbetreiber.

Jeder Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und jeder grundzuständige Messstellenbetreiber ist verpflichtet, an der Erstellung des Gesamtberichts mitzuwirken. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht spätestens drei Monate nach Erhalt des Gesamtberichts die Abschnitte des Berichts nach Satz 2 Nummer 2 und Nummer 3.

(2d) Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung haben auf ihrer jeweiligen Internetseite spätestens zum … [einsetzen: Datum desjenigen Tages des zweiten auf den Monat des Inkrafttretens nach Artikel 35 Absatz 1 dieses Gesetzes folgenden Kalendermonats, dessen Zahl mit der des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 35 Absatz 1 dieses Gesetzes übereinstimmt, oder, wenn es einen solchen Kalendertag nicht gibt, Datum des ersten Tages des darauffolgenden Kalendermonats] einheitliche Leitlinien für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und grundzuständige Messstellenbetreiber zu veröffentlichen,

1. zum Ablauf der Tests nach Absatz 2b Satz 1 in Abhängigkeit von der Anlagengröße, der Spannungsebene und den unterschiedlichen technischen Einrichtungen, die zum Abruf der Ist-Einspeisung als auch zur Steuerung der Wirkleistungs- und Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs genutzt werden,
2. zum Ablauf der Überprüfungen nach Absatz 2b Satz 2 sowie
3. zur Erfassung, Aufbereitung und Weiterleitung der Daten, insbesondere im Hinblick auf den zeitlichen Ablauf und zum Datenformat.

Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung können die einheitlichen Leitlinien innerhalb von zwei Monaten nach Vorlage des jeweiligen Gesamtberichts nach Absatz 2c Satz 1 anpassen und auf ihrer jeweiligen Internetseite veröffentlichen.

(2e) Wenn der nachgelagerte Betreiber eines Verteilernetzes dauerhaft oder wiederholt gegen seine Pflichten nach Absatz 2a verstößt, kann ihm die Bundesnetzagentur in Anwendung des § 65 Absatz 2 insbesondere die Pflicht nach § 13a Absatz 1, auch in Verbindung mit § 14 Absatz 1, zur ferngesteuerten Regelung von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die an ein nachgelagertes Elektrizitätsverteilernetz angeschlossen sind, sowie die Pflicht zur Ausübung der Betriebsführung, soweit diese im unmittelbaren Zusammenhang mit der ferngesteuerten Regelung von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie steht, entziehen und auf den ihm vorgelagerten Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes übertragen. Die Verpflichtung von Anlagenbetreibern, die Ansteuerbarkeit und Sichtbarkeit einer von ihnen betriebenen Anlage gegenüber dem Netzbetreiber, an dessen Netz sie angeschlossen ist, sicherzustellen, besteht im Falle einer Übertragung nach Satz 1 auch im Verhältnis zu dem vorgelagerten Betreiber eines Verteilernetzes. Weist der nachgelagerte Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes die nach Absatz 2a geforderte Fähigkeit, Anpassungen vorzunehmen und die Ist-Einspeisung abzurufen, gegenüber der Bundesnetzagentur nach, so kann die Bundesnetzagentur die Aufgaben nach Satz 1 an diesen zurück übertragen.

(2f) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz überprüft bis zum 31. Dezember 2033 die praktische Anwendung und die Notwendigkeit einer Weitergeltung der Regelungen in den Absätzen 2b bis 2e.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

(2g) Die Bundesnetzagentur kann dem grundzuständigen Messstellenbetreiber die Grundzuständigkeit nach § 2 Satz 1 Nummer 5 des Messstellenbetriebsgesetzes entziehen und die Einsetzung eines Auffangmessstellenbetreibers anordnen, wenn:

1. sich aus den Ergebnissen des Gesamtberichts nach Absatz 2c ergibt, oder die Bundesnetzagentur auf anderem Wege hiervon Kenntnis erlangt, dass die Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes in dem Netzgebiet eines grundzuständigen Messstellenbetreibers um mindestens 25 Prozent unterschritten sind und dies zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in mindestens einer Regelzone wesentlich beitragen könnte oder
2. der grundzuständige Messstellenbetreiber seine Pflichten nach Absatz 2b oder seine Mitwirkungspflicht nach Absatz 2c Satz 3 nicht oder nicht ausreichend erfüllt und deshalb nicht festgestellt werden kann, ob eine nicht unerhebliche Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in mindestens einer Regelzone vorliegt, zu der eine Unterschreitung der Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes wesentlich beiträgt.

Dem grundzuständigen Messstellenbetreiber ist vorab Gelegenheit zur Stellungnahme innerhalb einer angemessenen Frist zu gewähren.

(2h) Der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, an dessen Netz eine Anlage nach Absatz 2a angeschlossen ist, muss die Anlage vom Netz trennen oder deren Einspeisung durch andere Maßnahmen unterbinden, wenn

1. der Messstellenbetreiber seinen Pflichten zum ordnungsgemäßen Messstellenbetrieb nach § 3 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes nicht nachkommt und dadurch die Möglichkeit des Netzbetreibers, die Einspeiseleistung der Anlage ferngesteuert zu regeln, nicht unerheblich beeinträchtigt wird und
2. der Anlagenbetreiber die Anlage nicht bereits nachweislich außer Betrieb genommen hat.

§ 52a Absatz 2 bis 7 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist entsprechend anzuwenden. Im Falle einer nach Satz 1 erfolgten Netztrennung oder Unterbindung der Einspeisung, kann der Anlagenbetreiber vom Messstellenbetreiber Ersatz des aufgrund dessen entstandenen Schadens verlangen. Die Ersatzpflicht tritt nicht ein, wenn der Messstellenbetreiber die Pflichtverletzung nach Satz 1 Nummer 1 nicht zu vertreten hat. Weitergehende Ersatzansprüche bleiben unberührt.“

b) In Absatz 5a wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

c) In Absatz 7 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

16. In § 12f Absatz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

17. In § 13e Absatz 5 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

18. In § 13h wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 wird in dem Satzteil vor Nummer 1 das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

b) In Absatz 2 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

19. Nach § 13k wird folgender § 13l eingefügt:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

„§ 13l

Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie von Trägheit der lokalen Netzstabilität; Betrieb des Betriebsmittels

(1) Der Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung kann vom Betreiber einer in seiner Regelzone angeschlossenen Erzeugungsanlage mit einer Nennleistung ab 50 Megawatt die Umrüstung dieser Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung verlangen (Umrüstungsverlangen), wenn

1. die Erzeugungsanlage

   a) eine Steinkohleanlage nach § 3 Nummer 25 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes, eine Steinkohle-Kleinanlage nach § 3 Nummer 26 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes oder eine Braunkohle-Kleinanlage nach § 3 Nummer 10 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes ist und für diese Erzeugungsanlage nach § 51 Absatz 1 Satz 1 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes ein Verbot der Kohleverfeuerung wirksam wird und die Erzeugungsanlage nach § 26 Absatz 2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes oder § 37 Absatz 2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes, jeweils in Verbindung mit § 13b Absatz 1 Satz 1 und Absatz 3 Satz 2 endgültig stillgelegt werden soll, oder

   b) durch ihren Betreiber zur endgültigen Stilllegung nach § 13b Absatz 1 Satz 1 in Verbindung mit § 13b Absatz 3 Satz 2 angezeigt wurde,

2. die Stilllegung dieser Erzeugungsanlage wegen des im Elektrizitätsversorgungssystems bestehenden Bedarfs zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde,

3. die Gefährdung oder Störung nach Nummer 2 nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann,

4. die Umrüstung der Erzeugungsanlage und der Betrieb nach Absatz 4 des durch die Umrüstung entstandenen Betriebsmittels den Zwecken des § 1 Absatz 1 und 2 entsprechen und

5. die Bundesnetzagentur das Umrüstungsverlangen zuvor nach Absatz 3 genehmigt hat.

(2) Der Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung kann vom Betreiber einer in seiner Regelzone angeschlossenen Erzeugungsanlage mit einer Nennleistung ab 50 Megawatt bei Gelegenheit der Umrüstung nach Absatz 1 auch verlangen, dass diese Erzeugungsanlage so umgerüstet wird, dass sie neben den in Absatz 1 genannten Systemsicherheitsmaßnahmen zusätzlich auch in der Lage ist Trägheit der lokalen Netzstabilität bereitzustellen (erweitertes Umrüstungsverlangen), wenn

1. die in Absatz 1 Nummer 1 bis 4 aufgeführten Voraussetzungen vorliegen,

2. zusätzlich an dem Standort der Erzeugungsanlage auch ein entsprechender Bedarf für die Bereitstellung von Trägheit der lokalen Netzstabilität besteht, die Stilllegung dieser Erzeugungsanlage wegen dieses Bedarfs mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde und die Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann und

3. die Bundesnetzagentur das erweiterte Umrüstungsverlangen zuvor nach Absatz 3 genehmigt hat.

Die Umrüstung nach diesem Absatz umfasst auch die Installation der für die Bereitstellung von Trägheit der lokalen Netzstabilität erforderlichen Komponenten, wie insbesondere Schwungmassen, in angemessenem Umfang.

(3) Der Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung stellt bei der Bundesnetzagentur spätestens sechs Monate vor dem angezeigten Stilllegungszeitpunkt einer in Absatz 1 genannten Erzeugungsanlage schriftlich oder elektronisch einen mit einer Begründung versehenen Antrag auf die nach

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Absatz 1 Nummer 5 oder Absatz 2 Nummer 3 erforderliche Genehmigung des Umrüstungsverlangens oder des erweiterten Umrüstungsverlagen und übermittelt dem Betreiber der Erzeugungsanlage unverzüglich schriftlich oder elektronisch eine Kopie des Antrages. In dem Antrag ist nachzuweisen, dass die Voraussetzungen für das Umrüstungsverlangen nach Absatz 1 Nummer 1 bis 4 beziehungsweise nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 und 2 erfüllt sind. Zur Begründung der Notwendigkeit des Umrüstungsverlangens oder des erweiterten Umrüstungsverlangens soll der Antragsteller insbesondere die Systemanalyse oder die Langfristanalyse der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung nach § 3 Absatz 2 der Netzreserveverordnung, den Bericht der Bundesnetzagentur nach § 3 Absatz 1 der Netzreserveverordnung oder den Systemstabilitätsbericht der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung nach § 12i heranziehen. Die Bundesnetzagentur hat den Antrag zu genehmigen, wenn die in Absatz 1 beziehungsweise bei einem erweiterten Umrüstungsverlangen zusätzlich auch die in Absatz 2 genannten Voraussetzungen vorliegen. Die Genehmigung kann unter Bedingungen erteilt und mit Auflagen verbunden werden. Der Betreiber des Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung übermittelt dem Betreiber der Erzeugungsanlage unverzüglich nach Zugang der Genehmigung schriftlich oder elektronische eine Kopie der Genehmigung.

(4) Die Umrüstung der Erzeugungsanlage nach den Absätzen 1 und 2 sowie der Betrieb des durch die Umrüstung entstandenen Betriebsmittels erfolgen in dem Umfang und für den Zeitraum, die erforderlich sind, um die Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems abzuwenden. Die Dauer des angeforderten Betriebs darf einen Zeitraum von insgesamt acht Jahren ab der Inbetriebnahme des Betriebsmittels nicht überschreiten. Das durch die Umrüstung nach den Absätzen 1 oder 2 entstandene Betriebsmittel darf ausschließlich nach Maßgabe der von den Betreibern von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung angeforderten Systemsicherheitsmaßnahmen betrieben und in dem für diese Zwecke erforderlichen Umfang nicht stillgelegt werden. Ab dem Zeitpunkt der Genehmigung nach Absatz 1 Nummer 5 oder Absatz 2 Nummer 3 ist § 13b für den Zeitraum der Verpflichtung nach diesem Absatz nicht anzuwenden.

(5) Der Betreiber der nach den Absätzen 1 oder 2 umgerüsteten Erzeugungsanlage hat gegen den Betreiber des Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung, in dessen Regelzone die Anlage angeschlossen ist, Anspruch auf

1. Erstattung der nachgewiesenen Kosten für die Umrüstung seiner Erzeugungsanlage und
2. eine angemessene Vergütung entsprechend § 13c Absatz 3.

Zu den Kosten der Umrüstung nach Satz 1 Nummer 1 zählen auch die Kosten für Komponenten wie insbesondere Schwungmassen nach Absatz 2 Satz 2. Nach der Beendigung der Verpflichtung nach Absatz 4 ist § 13c Absatz 4 Satz 2 und 3 entsprechend anzuwenden. Unbeschadet der gesetzlichen Verpflichtungen erfolgen auf Grundlage der anlagenspezifischen Kostenstruktur die Kostenerstattung sowie die Vergütung für die Verpflichtungen nach Absatz 1 bis 4 Grundlage des Abschlusses von Verträgen zwischen den Betreibern von Übertragungsnetzen und Anlagenbetreibern in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur. § 13c Absatz 5 ist entsprechend anzuwenden.

(6) Die Absätze 1 bis 5 sind nicht anzuwenden auf die in Anlage 2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes genannten Braunkohleanlagen.“

20. § 14 wird wie folgt geändert:

a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„ § 14

Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen; Festlegungskompetenz, Evaluation“.

b) Dem Absatz 1 werden folgende Sätze angefügt:

„Abweichend von Satz 1 ist § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2 bis zum Ablauf des 31. Dezember 2031 nur nach Maßgabe der in Absatz 1a genannten Festlegung entsprechend anzuwenden.“

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

c) Die Absätze 1a und 1b werden wie folgt gefasst:

„(1a) Die Regulierungsbehörde regelt durch eine bis zum Ablauf des 31. Dezember 2031 zu befristende Festlegung nach § 29 Absatz 1, ob und unter welchen Voraussetzungen § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2 für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen vor dem [1. Januar 2032] entsprechend anzuwenden ist. Die Regulierungsbehörde kann die Regelungen insbesondere auf bestimmte Netzebenen, Anlagenarten und Anlagengrößen sowie auf bestimmte Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen beschränken oder von der Zustimmung der Betreiber vorgelagerter Elektrizitätsversorgungsnetze oder anderer Beteiligter abhängig machen. § 13j Absatz 5 Nummer 3 ist entsprechend.

(1b) Sofern § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2 für einen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen keine Anwendung finden, hat dieser dem Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie als Bestandteil des finanziellen Ausgleichs einen angemessenen Aufwendungsersetz für den vom Betreiber der Anlage veranlassten bilanziellen Ausgleich der Maßnahme zu zahlen. Wirtschaftliche Vorteile, die im Zusammenhang mit dem bilanziellen Ausgleich entstehen, hat der Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie dem Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zu erstatten. Die Regulierungsbehörde trifft durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen zur Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes und zur Bestimmung der wirtschaftlichen Vorteile. Sie gibt insbesondere pauschale Bestimmungsmethoden, Maßgaben für eine effiziente Bewirtschaftung sowie negative Anreize bei einer ineffizienten Bewirtschaftung vor. Die Sätze 1 bis 3 sind nicht anzuwenden, wenn der Strom nach § 57 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vermarket wird. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz evaluiert zum 1. Juli 2027 die Umsetzung und Wirkung der Maßgaben und Anreize nach Satz 4.“

d) In Absatz 1c Satz 1 werden nach den Wörtern „dabei sind“ die Wörter „der Absatz 1a Satz 3, Absatz 1a sowie“ eingefügt.

21. Dem § 14d Absatz 10 werden folgende Sätze angefügt:

„Bis die Stromversorgung im Bundesgebiet nahezu treibhausgasneutral ist, soll der beschleunigte Ausbau des Elektrizitätsverteilernetzes, einschließlich der für den Betrieb notwendigen Anlagen, als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführende Schutzgüterabwägung eingebracht werden. Satz 2 ist nicht gegenüber Belangen der Landes- und Bündnisverteidigung anzuwenden.“

22. § 14e wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben spätestens ab dem 1. Januar 2024 sicherzustellen, dass Netzanschlussbegehrende von Anlagen gemäß § 8 Absatz 1 Satz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie Letztverbraucher, einschließlich Anlagen nach § 3 Nummer 34 und 64, und spätestens ab dem … [einsetzen: Datum des Tages drei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] alle Netzanschlussbegehrenden über die gemeinsame Internetplattform auf die Internetseite des zuständigen Netzbetreibers gelangen können, um dort einen Netzanschlussprozess über ein digitales Netzanschlussportal nach § 17c oder nach § 18a durchzuführen. Die Ermittlung des zuständigen Netzbetreibers ist spätestens ab dem … [einsetzen: Datum des Tages drei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] auch über eine Programmierschnittstelle zu ermöglichen.“

b) Nach Absatz 2 werden folgende Absätze 2a und 2b eingefügt:

„(2a) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen veröffentlichen auf der gemeinsamen Internetplattform die Beschreibung sowie die Internetadresse der Programmierschnittstellen nach Absatz 2 Satz 2, nach § 17c und nach § 18a.

(2b) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben spätestens zum Ablauf des … [einsetzen: Datum des Tags zwei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] sicherzustellen, dass jedermann über die gemeinsame Internetplattform auf die Internetseite des zuständigen Netzbetreibers gelangen kann, um dort eine unverbindliche Netzanschlussauskunft nach § 17b einzuholen.“

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

c) Der bisherige Absatz 2a wird zu Absatz 2c

23. Nach § 15c Absatz 2 Satz 1 wird folgender Satz 2 eingefügt:

„Insbesondere ist in den Netzentwicklungsplan ein Zeitplan für die Durchführung aller Netzausbaumaßnahmen aufzunehmen.“

24. § 17 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 1 werden die Wörter „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ durch das Wort „Energiespeicheranlagen“ ersetzt.

b) In Absatz 2 Satz 3 wird das Wort „Kapazitätsmangels“ durch das Wort „Netzanschlusskapazitätsmangels“ ersetzt.

c) Dem Absatz 2a wird folgender Satz angefügt:

„§ 8e des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist entsprechend auf den Anschluss von Energiespeicheranlagen anzuwenden.“

d) Absatz 2b wird wie folgt gefasst:

„(2b) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen können Anschlussnehmern den Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung anbieten. Eine flexible Netzanschlussvereinbarung nach Satz 1 gibt dem Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen das Recht, vom Anschlussnehmer eine statische oder dynamische Begrenzung der maximalen Entnahme- oder Einspeiseleistung zu verlangen. Eine flexible Netzanschlussvereinbarung muss insbesondere folgende Regelungen enthalten:

1. Höhe der Begrenzung der Entnahme- oder Einspeiseleistung,
2. Zeitraum oder Zeiträume der Begrenzung der Entnahme- oder Einspeiseleistung,
3. Dauer der flexiblen Netzanschlussvereinbarung,
4. technische Anforderungen an die Begrenzung der Entnahme- oder Einspeiseleistung und
5. Haftung des Anschlussnehmers bei Überschreitung der vereinbarten maximalen Entnahme- oder Einspeiseleistung.

§ 8f des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie Inhalte einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 14a bleiben unberührt.“

e) In Absatz 4 Satz 1 werden nach den Wörtern „für einen Netzanschluss nach Absatz 1 Satz 1“ die Wörter „oder Absatz 2b“ eingefügt.

25. Die §§ 17a bis 17c werden wie folgt gefasst:

„§ 17a

Informationspflichten und Kommunikation bei Netzanschlussbegehren

(1) Geht bei einem Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes für einen Letztverbraucher, für einen Ladepunkt für Elektromobile, für eine Erzeugungsanlage oder für eine Energiespeicheranlage ein Begehren auf Netzanschluss oder ein Begehren auf Änderung oder Erweiterung eines bestehenden Netzanschlusses (Netzanschlussbegehren) ein, so hat der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes dem Netzanschlussbegehrenden spätestens innerhalb von drei Monaten nach Eingang des Netzanschlussbegehrens klare und transparente Informationen über den Status und die weitere Bearbeitung dieses Netzanschlussbegehrens zu übermitteln. Wenn dem Netzanschlussbegehrenden innerhalb dieses Zeitraums kein endgültiges Ergebnis mitgeteilt werden kann, hat der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes dem Netzanschlussbegehrenden die nach Satz 1 zu übermittelnden Informationen alle drei Monate in aktualisierter Form zu übermitteln. Für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen besteht die Verpflichtung nach den Sätzen 1 und 2 nur solange, bis das Verfahren nach Absätze 3 bis 5 anzuwenden ist.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

(2) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben die Möglichkeit zur Verfügung zu stellen, Netzanschlussbegehren und die für dessen Bearbeitung erforderlichen Informationen auch über ihre jeweilige Internetseite oder durch andere geeignete elektronische Medien zu übermitteln. Stellt ein Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes auf seiner Internetseite ein digitales Netzanschlussportal zur Verfügung, über das ein Netzanschlussbegehren und die für dessen Bearbeitung erforderlichen Informationen übermittelt werden können, kann der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes ab dem 1. Januar 2027 verlangen, dass das Netzanschlussbegehren und die erforderlichen Informationen ausschließlich auf diesem Weg übermittelt werden.

(3) Für Netzanschlussbegehren auf Ebene des Elektrizitätsverteilernetzes, die ab dem 1. Januar 2026 bei einem Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes eingehen, sind anstelle von Absatz 1 der Satz 2 und Satz 3 sowie die Absätze 4 und 5 anzuwenden. Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben auf ihrer jeweiligen Internetseite die folgenden allgemeinen Informationen zur Verfügung zu stellen:

1. in welchen Arbeitsschritten ein Netzanschlussbegehren bearbeitet wird, und
2. die Angabe, welche Informationen Netzanschlussbegehrende aus ihrem Verantwortungsbereich dem Netzbetreiber einem Netzanschlussbegehren der jeweiligen Anlagenart beifügen müssen.

(4) Nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes dem Netzanschlussbegehrenden unverzüglich eine Eingangsbestätigung zu übermitteln. Soweit die nach Absatz 3 Satz 2 Nummer 2 erforderlichen In-formationen durch den Netzanschlussbegehrenden nicht übermittelt wurden oder zusätzliche Informationen für die Prüfung des Netzanschlussbegehrens erforderlich sind, hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes diese vollständig innerhalb von zwei Wochen nach Eingang des Netzanschlussbegehrens von dem Netzanschlussbegehrenden nachzufordern. Die Frist nach Absatz 5 Satz 1 beginnt in diesem Fall erneut mit dem Eingang der nachgeforderten Informationen bei dem Betreiber des Elektrizitäts-verteilernetzes. Den Eingang der nachgeforderten Informationen hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes dem Netzanschlussbegehrenden unverzüglich zu bestätigen.

(5) Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat das Ergebnis seiner Prüfung des Netzanschlussbegehrens, einschließlich des Ergebnisses der Netzverträglichkeitsprüfung, dem Netzanschlussbegehrenden innerhalb von acht Wochen nach Eingang des Netzanschlussbegehrens mitzuteilen. Mit der Mitteilung nach Satz 1 hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes einen Zeitplan für die Herstellung, die Änderung oder die Erweiterung des Netzanschlusses zu übermitteln, wobei im Fall des § 17 Absatz 2 Satz 3 auch die Mitteilung des Zeitbedarfs für die erforderlichen Maßnahmen verlangt werden kann.

(6) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stimmen bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 untereinander einheitliche Formate und Anforderungen an die Inhalte der nach Absatz 3 Satz 2 zur Verfügung zu stellenden Informationen sowie an die Mitteilung nach Absatz 4 Satz 1 ab.

(7) Regelungen einer aufgrund von § 17 Absatz 3 erlassenen Rechtsverordnung sowie die Regelungen zum Netzanschluss nach den Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und nach den Bestimmungen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes bleiben unberührt.

§ 17b

Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten in Elektrizitätsversorgungsnetzen

(1) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben die in ihrem Elektrizitätsversorgungsnetz auf der Umspannebene von Höchstspannung zu Hochspannung sowie auf der Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung verfügbaren Netzanschlusskapazitäten auf ihrer jeweiligen Internetseite zu veröffentlichen und die Veröffentlichung monatlich zu aktualisieren. Auf die tatsächliche Verfügbarkeit der veröffentlichten Netzanschlusskapazitäten besteht kein Rechtsanspruch. Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben auf ihrer jeweiligen Internetseite allgemeine Informationen zu den für die Berechnung der nach Satz 1 veröffentlichten Netzanschlusskapazität verwendeten Kriterien bereitzustellen. Für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen besteht die Verpflichtung nach den Satz 1 und Satz 3 nur solange, bis ein elektronisches Verfahren nach den Absätzen 2 und 3 zur Verfügung gestellt wird.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

(2) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben bis zum Ablauf des 31. Dezember 2027 jedermann zu ermöglichen, in einem über ihre jeweilige Internetseite erreichbaren elektronischen Verfahren eine unverbindliche Netzanschlussauskunft für den Netzanschluss eines Letztverbrauchers, eines Ladepunktes für Elektromobile, einer Erzeugungsanlage oder einer Energiespeicheranlage, jeweils mit einer Nennleistung von mindestens 135 Kilowatt, einzuholen. Die unverbindliche Netzanschlussauskunft ist für einen Netzanschluss in der Mittelspannungsebene, einschließlich der Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung und der Umspannebene von Mittelspannung zu Niederspannung, zu erteilen. Derjenige, der eine unverbindliche Netzanschlussauskunft einholt, muss die Art des Vorhabens, die Nennleistung und den Standort angeben. Auf der Grundlage der nach Satz 3 vorgenommenen Angaben hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes die unverbindliche Netzanschlussauskunft zu erteilen, insbesondere über

1. den in der Luftlinie am kürzesten entfernt liegenden Netzverknüpfungspunkt, der auch im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist,
2. mindestens einen weiter entfernt liegenden Netzverknüpfungspunkt, der im Hinblick auf die Spannungsebenen geeignet ist und über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung verfügt.

Verfügt der nach Satz 4 Nummer 1 anzuzeigende Netzverknüpfungspunkt nicht über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung, so ist hierauf in der unverbindlichen Netzanschlussauskunft hinzuweisen und anzuzeigen, ob die grundsätzliche Möglichkeit zum Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 17 Absatz 2b oder nach § 8f des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht. Auf die tatsächliche Verfügbarkeit der im Rahmen der unverbindlichen Netzanschlussauskunft ermittelten Netzverknüpfungspunkte besteht kein Rechtsanspruch. Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat auf seiner Internetseite allgemeine Informationen zu den für die Berechnung der Netzanschlusskapazität verwendeten Kriterien bereitzustellen.

(3) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind verpflichtet, demjenigen, der eine unverbindliche Netzanschlussauskunft über das elektronische Verfahren nach Absatz 2 einholt, die Möglichkeit einzuräumen, die Angaben nach Absatz 2 Satz 3 sowohl über eine geografische Karte als auch über eine Programmierschnittstelle, die die gleichzeitige Abfrage mehrerer Anlagenstandorte und Nennleistungen erlaubt, vorzunehmen. Werden die Angaben über eine Programmierschnittstelle vorgenommen, so hat auch der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes die unverbindliche Netzanschlussauskunft über eine Programmierschnittstelle zu erteilen. Die der unverbindlichen Netzanschlussauskunft zugrundeliegenden Daten sind regelmäßig, mindestens jedoch monatlich, vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes zu aktualisieren. Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben dem Stand der Technik entsprechende Vorkehrungen zu treffen, die Rückschlüsse auf sensible Informationen oder eine Rekonstruktion solcher Informationen erschweren, insbesondere durch Anwendungen der Informationstechnologie, die missbräuchliche Anfragen verhindern.

(4) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben die erfolgte Bereitstellung des elektronischen Verfahrens nach den Absätzen 2 und 3 der Bundesnetzagentur unverzüglich mitzuteilen. Die Bundesnetzagentur kann Vorgaben zu Form und Inhalt der Mitteilung nach Satz 1 machen.

(5) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stimmen bis zur Bereitstellung des elektronischen Verfahrens untereinander einheitliche Formate und Inhalte der Netzanschlussauskunft nach Absatz 2 sowie der Programmierschnittstellen nach Absatz 3 ab.

§ 17c

Digitale Netzanschlussportale

(1) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben sicherzustellen, dass der Kommunikationsprozess von der Stellung des Netzanschlussbegehrens auf Ebene des Elektrizitätsverteilernetzes nach § 17a oder nach den §§ 8a, 8b, 8c, 8d, 8e und 8g des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses vollständig über ein Netzanschlussportal auf ihrer jeweiligen Internetseite erfolgen kann. Ab dem… [einsetzen: Datum des Tags drei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1]

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

können Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen verlangen, dass Informationen im Rahmen des Kommunikationsprozesses nach Satz 1 ausschließlich über das Netzanschlussportal übermittelt werden.

(2) Das Netzanschlussportal hat über Schnittstellen zu mindestens den folgenden elektronischen Datenverarbeitungssystemen zu verfügen, über die für den Netzanschlussprozess relevante Informationen abgerufen werden können:

1. zur auf der Internetseite des Betreibers eines Elektrizitätsverteilernetzes verfügbaren unverbindlichen Netzanschlussauskunft nach § 17b und
2. zum Register zur Erfassung und Überwachung von Energieanlagen sowie von Energieanlagenteilen nach § 49d.

(3) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben über ihr jeweiliges Netzanschlussportal zudem Folgendes zur Verfügung zu stellen:

1. eine Programmierschnittstelle, über die der vollständige Kommunikationsprozess nach Absatz 1 für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durchgeführt werden kann, und
2. transparente Informationen zum Bearbeitungsstatus des Netzanschlussprozesses, einschließlich Informationen zur voraussichtlich verbleibenden Bearbeitungszeit der jeweils aktuellen Prozessschritte, sowie eine Programmierschnittstelle zum automatisierten Abruf dieser Informationen.

(4) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stimmen zur Errichtung der Netzanschlussportale untereinander einheitliche Vorgaben ab zu:

1. den Schritten des Netzanschlussprozesses,
2. den Formaten und Inhalten der im Netzanschlussprozess auszutauschenden Daten,
3. rollenspezifischen Zugängen für die am Netzanschlussprozess Beteiligten,
4. den Formaten und Inhalten der nach Absatz 3 vorgesehenen Programmierschnittstellen.

Satz 1 Nummer 2 ist nicht für die Hochspannungsebene anzuwenden. Die Verbände der Netznutzer und weitere im Netzanschlussprozess Beteiligte sind angemessen zu beteiligen. Die einheitlichen Vorgaben sind regelmäßig zu überprüfen und bedarfsgerecht anzupassen.

(5) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben spätestens bis zum

1. 1. Januar 2025 die Übermittlung von Netzanschlussbegehren nach § 8 Absatz 1 Satz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und der zugehörigen Informationen nach den Vorgaben des § 8b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unter Verwendung von unter den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen möglichst weitgehend abgestimmten Formaten und Inhalten über ihr jeweiliges Netzanschlussportal zu ermöglichen,
2. … [einsetzen: Datum des Tags ein Jahr nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] die Abwicklung des vollständigen Kommunikationsprozesses nach Absatz 1 Satz 1 für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes über ihr jeweiliges Netzanschlussportal zu ermöglichen,
3. … [einsetzen: Datum des Tags zwei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] die Programmierschnittstelle nach Absatz 3 Nummer 1 unter Verwendung der nach Absatz 4 Satz 1 Nummer 4 standardisierten Vorgaben zur Verfügung zu stellen,
4. … [einsetzen: Datum des Tags drei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] die Nutzung des Netzanschlussportals entsprechend den Vorgaben dieses Paragraphen für alle weiteren Netzanschlussverfahren nach Absatz 1 Satz 1 zu ermöglichen.“

26. Dem § 18 wird folgender Absatz 4 angefügt:

„(4) § 17a Absatz 1 bis 6 ist entsprechend anzuwenden in Fällen, in denen eine aufgrund von Absatz 3 erlassene Rechtsverordnung eine Zustimmung des Betreibers eines Elektrizitätsverteilernetzes zu Erweiterungen oder Änderungen des Netzanschlusses, zur Erweiterung oder Änderung der Kundenanlage oder zur

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Verwendung zusätzlicher Verbrauchsgeräte vorsieht. Ist in einer nach Absatz 3 erlassenen Rechtsverordnung in den Fällen des Satzes 1 eine kürzere Frist als acht Wochen für die Zustimmung des Netzbetreibers vorgesehen, so tritt diese Frist an die Stelle der in § 17a Absatz 4 Satz 1 geregelten Frist.“

27. Nach § 18 wird folgender § 18a eingefügt:

„§ 18a

Digitale Netzanschlussportale für den Anschluss von Letztverbrauchern in der Niederspannung

§ 17c Absatz 1 bis 4 ist entsprechend für einen Netzanschluss nach § 18 anzuwenden. Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat spätestens bis zum

1. 1. Januar 2024 sicherzustellen, dass ein Begehren auf einen Netzanschluss nach § 18 unter Verwendung von unter den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen abgestimmter Formate und Inhalte über sein Netzanschlussportal erfolgen kann,
2. …[einsetzen: Datum des Tags ein Jahr nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] die Abwicklung des vollständigen Kommunikationsprozesses nach § 17c Absatz 1 Satz 1 für einen Netzanschluss nach § 18 über sein Netzanschlussportal zu ermöglichen,
3. … [einsetzen: Datum des Tags zwei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] eine Programmierschnittstelle, über die der vollständige Kommunikationsprozess nach § 17c Absatz 1 Satz 1 auch für einen Anschluss nach § 18 durchgeführt werden kann, zur Verfügung zu stellen, wobei auch für diese Programmierschnittstelle die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen entsprechend § 17c Absatz 4 Satz 1 Nummer 4 untereinander einheitliche Vorgaben zu den Formaten und Inhalten abzustimmen haben.“

28. § 19a wird wie folgt geändert:
    a) Der Überschrift werden die Wörter „und Subdelegation“ angefügt.
    b) In Absatz 1 Satz 4 werden nach dem Wort „Gasnetzzugangsverordnung“ die Wörter „in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung“ eingefügt.
    c) In Absatz 3 Satz 6 und 7 wird jeweils das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
29. § 20 wird wie folgt geändert:
    a) Absatz 1 a wird wie folgt geändert:
        aa) In Satz 4 werden nach dem Wort „Netzzugangs“ die Wörter „einschließlich massengeschäftstauglicher Abrechnungs- und Kommunikationssysteme“ eingefügt.
        bb) Nach Satz 5 wird folgender Satz 6 eingefügt:

            „Die Abwicklung des Netzzugangs kann auch durch gemeinsame und einheitliche Datenverwaltungs-, Datenaustausch- und Datenverarbeitungsplattform erfolgen.“
    b) Absatz 3 Satz 2 wird wie folgt geändert:
        aa) In Nummer 2 wird nach den Wörtern „nach den Absätzen 1“ das Wort „und“ durch ein Komma ersetzt und nach der Angabe „1a“ die Angabe „und 1d“ eingefügt.
        bb) Nach Nummer 2 wird folgende Nummer 2a eingefügt:

            „2a. die Abwicklung des Netzzugangs nach den Absätzen 1, 1a und 1d, insbesondere zur massengeschäftstauglichen Bestellung, Abwicklung und Änderung erforderlicher Zählpunktanordnungen und Verrechnungskonzepte,“.
    c) In Absatz 4 Satz 2 Nummer 2 wird das Wort „sowie“ gestrichen und werden nach dem Wort „Ausspeisemeldungen“ die Wörter „sowie zur bundesweit standardisierten massengeschäftstauglichen

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Abwicklung des Netzzugangs; dabei kann sie standardisierte Lastprofile für einzelne Gruppen von Letztverbrauchern vorsehen“ eingefügt.

30. § 20a wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 Satz 4 wird das Wort „Stromlieferantenwechsels“ durch das Wort „Energielieferantenwechsels“ ersetzt.

b) Dem Absatz 3 wird folgender Satz angefügt:

„Satz 1 ist auch anzuwenden, wenn die Energielieferung Bestandteil gebündelter Angebote ist.“

31. Nach § 20a wird folgender § 20b eingefügt:

„§ 20b

Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs; Festlegungskompetenz

(1) Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, zu den in den folgenden Absätzen genannten Zwecken eine gemeinsame und bundesweit einheitliche Internetplattform zur errichten und ab dem … [einsetzen: Datum des Tages des auf die Verkündung dieses Gesetzes folgenden Kalenderjahrs, der zahlenmäßig dem Datum des Tags der Verkündung dieses Gesetzes entspricht, oder, wenn dieser nicht existiert, Datum des darauffolgenden Tages] zu betreiben. Jeder Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes ist verpflichtet, mit den jeweils anderen Betreibern eines Elektrizitätsversorgungsnetzes in dem erforderlichen Ausmaß zusammenzuarbeiten, um die Verpflichtung nach Satz 1 zu erfüllen.

(2) Spätestens ab dem … [einsetzen: Datum des Tages des zweiten auf die Verkündung dieses Gesetzes folgenden Kalenderjahrs, der zahlenmäßig dem Datum des Tags der Verkündung dieses Gesetzes entspricht, oder, wenn dieser nicht existiert, Datum des darauffolgenden Tages] ist über die Internetplattform nach Absatz 1 einem Anschlussnehmer, einem Anschlussnutzer oder einem nach § 20 Absatz 1 Anspruchsberechtigten für die Abwicklung des Netzzugangs nach § 20 in benutzerfreundlicher Weise mindestens der Austausch folgender Daten und Informationen zu gewährleisten:

1. die erstmalige Bestellung, die Änderung oder die Abbestellung von Zählpunktanordnungen hinter einem Netzanschluss,
2. die erstmalige Bestellung, die Änderung oder die Abbestellung von Verrechnungskonzepten hinter einem Netzanschluss sowie
3. die Registrierung von Vereinbarungen nach § 42c.

(3) Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen treffen, insbesondere:

1. zur Konkretisierung der in Absatz 2 genannten Anwendungsfälle,
2. zur Beschränkung, Erweiterung oder Konkretisierung des Kreises berechtigter Nutzergruppen der Internetplattform in Abhängigkeit vom jeweiligen Anwendungsfall sowie
3. zu Berechtigungskonzepten.“

32. In § 21 Absatz 2 Satz 1 werden nach der Angabe „§ 24“ die Wörter „in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung“ eingefügt.

33. § 21a Absatz 3 Satz 3 Nummer 5 wird wie folgt gefasst:

„5. zu Qualitätsvorgaben, die etwa auf der Grundlage einer Bewertung von Netzzuverlässigkeitskenngrößen oder Netzleistungsfähigkeitskenngrößen, unter Berücksichtigung von objektiven strukturellen Unterschieden der einzelnen Netzbetreiber ermittelt werden, sowie zur Bewertung der Netzservicequalität, wobei insbesondere die Nichteinhaltung von Vorgaben zu Rückmelde- und Bearbeitungsfristen von Netzanschlussbegehren im Rahmen von Abschlägen auf die Erlösobergrenze berücksichtigt werden kann,“.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

34. Die §§ 21c bis 21i werden aufgehoben.

35. In § 23b Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 werden die Wörter „Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie“ durch die Wörter „Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz“ ersetzt.

36. Nach § 23c Absatz 2 werden folgende Absätze 2a und 2b eingefügt:

„(2a) Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung sind des Weiteren verpflichtet, folgende Daten und Informationen auf einer gemeinsamen Internetseite bereitzustellen und mindestens stündlich zu aktualisieren:

1. den Anteil erneuerbarer Energien an der in der Stromgebotszone erzeugten sowie verbrauchten Elektrizität in Prozent;
2. den durchschnittlichen Gehalt an Treibhausgasemissionen an der in der Stromgebotszone erzeugten sowie verbrauchten Elektrizität in Kilogramm Kohlendioxid pro Kilowattstunde.

Sofern verfügbar, stellen die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung auf der Internetseite nach Satz 1 für den Folgetag zusätzlich eine Prognose zur Entwicklung der Daten und Informationen nach Satz 1 Nummer 1 und 2 zur Verfügung. Die Bereitstellung der Daten und Informationen hat in einem zwischen den Betreibern von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung abgestimmten Datenformat und auf der Basis von zwischen ihnen abgestimmten Datensätzen zu erfolgen. Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung sind verpflichtet, im erforderlichen Ausmaß zusammenzuarbeiten, um die Ziele des Satzes 1 zu erreichen. Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung haben zu gewährleisten, dass die bereitgestellten Daten und Informationen Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, Marktteilnehmern, Aggregatoren sowie Letztverbrauchern diskriminierungsfrei zugänglich sind. Sie haben darüber hinaus zu gewährleisten, dass die Daten durch elektronische Kommunikationssysteme über eine einheitliche Programmierschnittstelle automatisiert ausgelesen werden können. Dies ist insbesondere für Betreiber anzuwenden von

1. intelligenten Messsystemen, unter Beachtung anzuwendender Vorgaben in Schutzprofilen und in Technischen Richtlinien nach dem Messstellenbetriebsgesetz,
2. Ladepunkten für Elektromobile,
3. Wärme- und Kälteversorgungssystemen sowie
4. Gebäudemanagementsystemen oder Energiemanagementsystemen.

Jeder Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung ist verpflichtet, mit den jeweils anderen Betreibern eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung zusammenzuarbeiten, um die Verpflichtungen nach den Sätzen 1 bis 5 zu erfüllen.

(2b) Soweit entsprechende Daten bei einem Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen vorliegen, ist dieser verpflichtet, anonymisierte und aggregierte Daten zur Verfügung zu stellen über

1. die Möglichkeiten der Laststeuerung sowie
2. die aus erneuerbaren Energien erzeugte und in das Netz eingespeiste Elektrizität.“

37. In § 23d werden die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“ durch die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz“ ersetzt.

38. § 25 wird wie folgt geändert:

a) Der Überschrift wird die Angabe „; Verordnungsermächtigung“ angefügt.

b) In Satz 4 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

39. In § 27 wird wie folgt geändert:

a) Der Überschrift wird die Angabe „; Verordnungsermächtigung“ angefügt.

b) Absatz 1 Satz 5 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

40. In § 28 Absatz 4 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

41. Der Überschrift zu § 29 wird die Angabe „; Verordnungsermächtigung“ angefügt.

42. In § 30 Absatz 1 Satz 2 Nummer 4 wird die Angabe „§ 3 Nummer 38“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 102“ ersetzt.

43. § 35 Absatz 1 wird wie folgt geändert:

    a) In Nummer 7 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

    b) In Nummer 10 werden die Wörter „mit dynamischen Stromtarifen“ durch die Angabe „nach § 41a“ und werden die Wörter „gemäß § 19 der Stromgrundversorgungsverordnung oder der Gasgrundversorgungsverordnung“ durch die Wörter „sowie Anzahl der vereinbarten Abwendungsvereinbarungen und der erfolgreich durchgeführten Abwendungsvereinbarungen nach § 41g Absatz 1“ ersetzt.

    c) In Nummer 15 wird der Punkt am Ende durch ein Semikolon ersetzt.

    d) Folgende Nummer 16 wird angefügt:

    „16. die Fortschritte bei der Energieeffizienzverbesserung beim Betrieb der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze.“

44. § 35b wird wie folgt geändert:

    a) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

    „(2) (weggefallen)“.

    b) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

    „(3) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz kann durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates abweichende Regelungen zu den relevanten Stichtagen und Füllstandsvorgaben nach Absatz 1 Satz 2 festlegen, soweit die Sicherheit der Gasversorgung dabei angemessen berücksichtigt bleibt.“

    c) Absatz 4 Satz 1 und 2 wird durch folgenden Satz ersetzt:

    „Der Betreiber einer Gasspeicheranlage hat gegenüber der Bundesnetzagentur zum 1. April eines Jahres von Betreibern von Gasspeicheranlagen die technischen Kennlinien vorzulegen, die beschreiben, welcher Füllstand zu welchem Zeitpunkt notwendig ist, um die Füllstandsvorgaben erreichen zu können (Füllstandskennlinie)“.

45. § 37 wird wie folgt geändert:

    a) Der Überschrift wird die Angabe „; Verordnungsermächtigung“ angefügt.

    b) In Absatz 3 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

46. Nach § 38 wird folgender § 38a eingefügt:

„§ 38a

Übergangsversorgung in Mittelspannung und Mitteldruck sowie in der Umspannung von Niederspannung zur Mittelspannung

(1) Der Betreiber eines Elektrizitäts- und Gasverteilernetzes und der in dessen jeweiligem Netzgebiet tätige Grundversorger können miteinander vereinbaren, dass der Grundversorger in diesem Netzgebiet zusätzlich die Aufgabe einer Übergangsversorgung von den Letztverbrauchern übernimmt, die in Mittelspannung oder Mitteldruck Elektrizität oder Gas beziehen, ohne dass der Elektrizitäts- oder Gasbezug einer Lieferung oder einem bestimmten Liefervertrag zugeordnet werden kann. Die Vereinbarung nach Satz 1 kann auch Letztverbraucher umfassen, die in der Umspannung von Niederspannung zu Mittelspannung angeschlossen sind, soweit nicht die Ersatzversorgung nach § 38 anzuwenden ist. Übernimmt der Grundversorger auf der Grundlage einer solchen Vereinbarung die Übergangsversorgung, ist er als Übergangsversorger

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

verpflichtet, zur Vermeidung der Durchführung einer Versorgungsunterbrechung einen Letztverbraucher übergangsweise zu beliefern. Wird eine Vereinbarung nach Satz 1 oder Satz 2 geschlossen, hat der Betreiber eines Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes auf seiner Internetseite zu veröffentlichen, dass in seinem Netzgebiet eine Übergangsversorgung besteht.

(2) Auf der Grundlage einer Vereinbarung nach Absatz 1 Satz 1 oder Absatz 1 Satz 2 ist ein Betreiber eines Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes berechtigt, Entnahmestellen oder Ausspeisepunkte von Letztverbrauchern dem Bilanzkreis des Übergangsversorgers zuzuordnen, sofern der Letztverbraucher Elektrizität oder Gas aus dem Elektrizitäts- oder Gasverteilernetz bezieht, ohne dass der Bezug von Elektrizität oder Gas einer sonstigen Lieferung oder einem bestimmten Liefervertrag zugeordnet werden kann. Wird eine Entnahmestelle oder ein Ausspeisepunkt dem Bilanzkreis des Übergangsversorgers zugeordnet, gilt der von dem Letztverbraucher erfolgte Bezug von Elektrizität oder Gas als von dem Übergangsversorger geliefert. Auf die Übergangsversorgung sind die §§ 40 bis 42 nach Maßgabe der Absätze 3 bis 10 entsprechend anzuwenden.

(3) Absatz 2 ist nicht anzuwenden, soweit

1. die Belieferung eines Letztverbrauchers für den Übergangsversorger aus wirtschaftlichen Gründen, die insbesondere in der Zahlungsfähigkeit des Letztverbrauchers liegen können, unzumutbar ist und
2. der Übergangsversorger dem Betreiber von Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzen innerhalb von zwei Werktagen nach Meldung des Letztverbrauchers zur Übergangsversorgung mitteilt, dass er von seinem Verweigerungsrecht Gebrauch macht.

(4) Übergangsversorger sind berechtigt, für die Übergangsversorgung von dem betroffenen Letztverbraucher ein angemessenes Entgelt zu verlangen, das nicht höher sein darf als die Summe

1. der Kosten einer kurzfristigen Beschaffung der für die Übergangsversorgung erforderlichen Energiemengen über Börsenprodukte sowie Beschaffungsnebenkosten zuzüglich eines Aufschlags von 10 Prozent,
2. der für die Belieferung des betroffenen Letztverbrauchers anfallenden Kosten für Netz- und Messentgelte sowie staatlich veranlasste Preisbestandteile sowie
3. sonstiger Preis- und Kostenbestandteile, insbesondere eines Grundpreises.

(5) Der Übergangsversorger hat die für die Übergangsverordnung geltenden Allgemeinen Bedingungen und Preise der Übergangsversorgung auf seiner Internetseite zu veröffentlichen. Er ist berechtigt, die Allgemeinen Bedingungen und Preise jeweils zum ersten und zum 15. Tag eines Kalendermonats anzupassen. Eine geplante Änderung der Allgemeinen Bedingungen und Preise hat der Übergangsversorger der Regulierungsbehörde mitzuteilen. Die Änderung wird nach Mitteilung an die Regulierungsbehörde und der Veröffentlichung auf der Internetseite des Übergangsversorgers wirksam. Der Übergangsversorger ist verpflichtet, auf seiner Internetseite die Allgemeinen Preise der Übergangsversorgung der letzten sechs Monate vorzuhalten.

(6) Die Übergangsversorgung eines Letztverbrauchers endet, ohne dass es einer Kündigung bedarf, mit dem Ablauf des Tages, der dem Tag vorausgeht, zu dem die Elektrizitäts- oder Gaslieferung auf Grundlage eines neuen Elektrizitäts- oder Gasliefervertrages des Letztverbrauchers beginnt, spätestens jedoch drei Monate nach Beginn der Übergangsversorgung. Der Übergangsversorger kann für die Abrechnung der Elektrizitäts- oder Gaslieferung den Elektrizitäts- oder Gasverbrauch für den Zeitraum der Übergangsversorgung auf Grund einer rechnerischen Abgrenzung zu schätzen, soweit keine Verbrauchsermittlung nach § 40a Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 vorliegt.

(7) Der Übergangsversorger ist berechtigt, den Elektrizitäts- oder Gasverbrauch des Letztverbrauchers in Zeitabschnitten nach Wahl des Übergangsversorgers abzurechnen, wobei die Zeitabschnitte nicht kürzer als ein Tag sein dürfen. Er ist berechtigt, von dem Letztverbraucher eine Zahlung bis zu fünf Werktage im Voraus oder eine Sicherheit zu verlangen. Sofern der Letztverbraucher eine fällige Forderung nicht innerhalb von zwei Werktagen begleicht, ist der Übergangsversorger berechtigt, die Übergangsversorgung fristlos zu beenden. Der Übergangsversorger hat den Betreiber des Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes über den Zeitpunkt der Beendigung der Übergangsversorgung nach Satz 3 des betroffenen Letztverbrauchers unverzüglich

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

zu informieren. Im Fall des Satzes 3 und nach Zugang der Information nach Satz 4 ist der Betreiber des Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes berechtigt, die Versorgung des Letztverbrauchers unverzüglich zu unterbrechen. Erfolgt die Unterbrechung nicht innerhalb von 14 Werktagen, entfällt ab diesem Zeitpunkt das Recht des Betreibers des Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes nach Absatz 2 Satz 1. Der Übergangsversorger bleibt berechtigt, den bis zur Unterbrechung, längstens bis zum Ablauf der Frist nach Satz 6, angefallenen Elektrizitäts- oder Gasverbrauch gegenüber dem Letztverbraucher zu den Allgemeinen Bedingungen und Preisen der Übergangsversorgung abzurechnen.

(8) Der Betreiber eines Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes ist verpflichtet, dem betroffenen Letztverbraucher bei Kenntnis eines drohenden vertragslosen Zustandes unverzüglich über die Möglichkeit des vertragslosen Zustands und dessen Folgen bei der Durchführung einer Versorgungsunterbrechung durch den Betreiber des Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes sowie über die Möglichkeit einer kurzfristigen Übergangsversorgung zu informieren und den Übergangsversorger mitzuteilen. Erfolgt eine kurzfristige Abmeldung des Letztverbrauchers durch den Vorlieferanten oder wird der Bilanzkreis des Vorlieferanten oder der Lieferantenrahmenvertrag fristlos gekündigt, wird der Betreiber des Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes von seiner Informationspflicht nach Satz 1 entbunden.

(9) Im Falle des Wechsels des Übergangsversorgers auf Grund einer neuen Vereinbarung nach Absatz 1 gelten die zum Zeitpunkt des Wechsels maßgeblichen Bedingungen einer bestehenden Übergangsversorgung im Verhältnis des Letztverbrauchers mit dem bisherigeren Übergangsversorger fort.

(10) Der Betreiber eines Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes hat

1. den Übergangsversorger unverzüglich zu informieren, sofern eine von der Vereinbarung nach Absatz 1 erfasste Entnahmestelle keinem Lieferanten zugeordnet werden kann,
2. dem Übergangsversorger 14 Werktage vor einem Jahreswechsel eine Abschätzung der Energiemengen mitzuteilen, deren Bezug durch Letztverbraucher in den von der Vereinbarung nach Absatz 1 umfassten Fällen, zum ersten Kalendertag des folgenden Kalenderjahres noch keinem Elektrizitäts- oder Gasliefervertrag zugeordnet ist, und
3. den Übergangsversorger unverzüglich zu informieren, falls unterjährig ein Bezug außergewöhnlich hoher Elektrizitäts- oder Gasmengen ohne vertragliche Zuordnung in den von der Vereinbarung nach Absatz 1 erfassten Fällen absehbar sein sollten.“

47. § 39 wird wie folgt geändert:
    a) Der Überschrift wird die Angabe „; Verordnungsermächtigung“ angefügt.
    b) In Absatz 1 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
    c) In Absatz 2 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
48. § 40 wird wie folgt geändert:
    a) In der Überschrift werden die Wörter „Strom- und Gasrechnungen“ durch das Wort „Energierechnungen“ ersetzt.
    b) In Absatz 2 Satz 1 Nummer 5 werden nach dem Wort „Messstellenbetreiber“ die Wörter „, dessen Codenummer“ eingefügt.
    c) In Absatz 3 wird im Satzteil vor Nummer 1 das Wort „Energielieferanten“ durch die Wörter „Strom- oder Gaslieferanten“ ersetzt.
49. § 40a wird wie folgt geändert:
    a) In der Überschrift werden die Wörter „Strom- und Gasrechnungen“ durch das Wort „Energierechnungen“ ersetzt.
    b) Nach Absatz 2 Satz 1 wird folgender Satz eingefügt:

    „Dabei ist insbesondere auf den Verbrauch des Letztverbrauchers im vorangegangenen Abrechnungszeitraum oder auf den Verbrauch eines vergleichbaren Letztverbrauchers abzustellen.“

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

50. In § 40b Absatz 5 Satz 2 werden nach dem Wort „müssen“ die Wörter „bei Strom- oder Gaslieferverträgen“ eingefügt.

51. § 40c wird wie folgt geändert:

    a) In der Überschrift werden die Wörter „Strom- und Gasrechnungen“ durch das Wort „Energierechnungen“ ersetzt.

    b) In Absatz 2 Satz 2 wird das Wort „Stromabrechnung“ durch das Wort „Abrechnung“ ersetzt.

52. § 41 wird wie folgt geändert:

    a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

        aa) Satz 2 wird wie folgt geändert:

            aaa) Nummer 1 wird wie folgt gefasst:

                „1. den Namen und die ladungsfähige Anschrift des Energielieferanten sowie über das zuständige Registergericht, eine Telefonnummer sowie eine E-Mail-Adresse, die eine unverzügliche telefonische Kontaktaufnahme oder elektronische Kontaktaufnahme ermöglichen, insbesondere mit einer Kunden-Hotline,“.

            bbb) Nummer 5 wird wie folgt gefasst:

                „5. die Preise, Preisanpassungen, Kündigungstermine und Kündigungsfristen sowie über das Rücktrittsrecht des Kunden sowie darüber, ob es sich um feste Preise oder um variable Preise handelt und, soweit zutreffend, über Sonderangebote und Preisnachlässe,“.

        bb) Nach Satz 2 werden folgende Sätze eingefügt:

            „Wurde in dem Vertrag über die Belieferung von Energie zusätzlich die Lieferung gebündelter Produkte oder Leistungen vereinbart, ist der Letztverbraucher berechtigt, die Vereinbarungen über die zusätzlichen gebündelten Produkte oder Leistungen separat zu kündigen. Informationen über den Energielieferanten und den Anbieter von Dienstleistungen sowie der Preis der zusätzlichen gebündelten Produkte und Leistungen sind dem Letztverbraucher vor Vertragsabschluss zur Verfügung zu stellen.“

    b) In Absatz 6 werden nach den Wörtern „§ 40 Absatz 3 Nummer 3“ die Wörter „oder Nummer“ durch das Wort „bis“ ersetzt.

53. § 41a wird wie folgt geändert:

    a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

        „§ 41a

        Lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische und sonstige Stromtarife sowie Festpreisverträge“.

    b) Absatz 2 Satz 2 wird aufgehoben.

    c) Folgende Absätze 4 bis 7 werden angefügt:

        „(4) Stromlieferanten, die zum Ablauf des 31. Dezember eines Jahres mehr als 200 000 Letztverbraucher beliefern, sind im Folgejahr verpflichtet, für Letztverbraucher einen Stromliefervertrag auch als Festpreisvertrag anzubieten, der eine bindende Laufzeit von mindestens zwölf Monaten hat und einen festen Preis in Bezug auf den Versorgeranteil im Sinne des § 3 Nummer 99 für diese Laufzeit garantiert. In diesem Festpreisvertrag darf vereinbart werden, dass der Preis durch den Stromlieferanten geändert werden kann, um diesen an die Änderung von Preisbestandteilen, die nicht Teil des Versorgeranteils im Sinne des § 3 Nummer 99 sind, anzupassen. Darüber hinaus können sich die Stromlieferanten Rechte zur einseitigen Beendigung des Vertrages oder einseitigen Änderung des Preises während

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

der vereinbarten Laufzeit der Preisgarantie nicht wirksam vorbehalten. Für Preiserhöhungen aufgrund einer Vereinbarung nach Satz 2 ist § 41 Absatz 5 Satz 4 nicht anzuwenden.

(5) Abweichend von Absatz 4 sind Stromlieferanten, die nur Verträge mit dynamischen Tarifen anbieten, nicht verpflichtet, den Abschluss eines Stromliefervertrages nach Absatz 4 anzubieten.

(6) Vor dem Abschluss oder der Verlängerung eines Vertrages nach Absatz 2 oder nach Absatz 4 oder der Verlängerung eines Vertrages nach Absatz 2 ist dem Letztverbraucher eine knappe, leicht verständliche und klar gekennzeichnete Zusammenfassung der wichtigsten Vertragsbedingungen zur Verfügung zu stellen, die mindestens die folgenden Angaben enthalten muss

1. die in § 40 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 genannten Informationen,
2. die Aufschlüsselung der einzelnen Preisbestandteile,
3. soweit zutreffend, Angaben zu einmaligen Kosten, Sonderangeboten, Zusatzleistungen oder Preisnachlässen,
4. bei Festpreisverträgen, den Gesamtpreis,
5. Informationen, ob es sich um einen Vertrag nach Absatz 2 oder nach Absatz 4 handelt und welche Vorteile, Nachteile und Risiken mit der jeweils gewählten Vertragsart verbunden sind,
6. Informationen über den Einbau eines intelligenten Messsystems im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes, sofern dieses für den Abschluss des Vertrages notwendig ist, sowie
7. die Rechte und Bedingungen, die in den folgenden Regelungen benannt sind:
   a) § 41 Absatz 1 Satz 2 Nummer 3, 4, 8 und 10 bis 12,
   b) § 41 Absatz 1 Satz 2 Nummer 5 in Bezug auf die Kündigungstermine und Kündigungsfristen,
   c) § 41 Absatz 5 und
   d) § 41b Absatz 1.

(7) Die Stromlieferanten haben die Letztverbraucher über die Kosten sowie über die Vorteile, Nachteile und Risiken der Verträge nach den Absätzen 2 und 4 Satz 1 umfassend zu unterrichten sowie Informationen über den Einbau eines intelligenten Messsystems im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes anzubieten.“

54. In § 41b wird wie folgt geändert:
    a) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:
       „(2) (weggefallen)“.
    b) In Absatz 6 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
55. § 41c wird wie folgt geändert:
    a) In der Überschrift wird das Wort „Energielieferungen“ durch das Wort „Stromlieferungen“ ersetzt.
    b) In Absatz 2 Nummer 1 und 6 und Absatz 5 Satz 1 und 2 wird das Wort „Energielieferanten“ jeweils durch das Wort „Stromlieferanten“ ersetzt.
56. Nach § 41e werden die folgenden §§ 41f und 41g eingefügt:

„§ 41f

Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung bei Haushaltskunden

(1) Bei der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung eines Haushaltskunden trotz Mahnung ist der Energielieferant berechtigt, die Energieversorgung vier Wochen nach vorheriger Androhung unterbrechen zu lassen und die Unterbrechung beim zuständigen Netzbetreiber zu beauftragen. Eine Unterbrechung ist

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

nicht zulässig, sofern die Folgen einer Unterbrechung außer Verhältnis zur Schwere der Zuwiderhandlung stehen oder der Haushaltskunde darlegt, dass hinreichende Aussicht besteht, dass er seinen Zahlungsverpflichtungen nachkommt. Der Energielieferant kann mit der Mahnung zugleich die Unterbrechung der Energieversorgung androhen. Zeitgleich mit einer Androhung hat der Energielieferant

1. den Haushaltskunden einfach und verständlich darüber zu informieren, dass er dem Energielieferanten das Vorliegen von Gründen, die zu einer Unverhältnismäßigkeit der Unterbrechung führen, insbesondere das Vorliegen der Voraussetzungen nach Absatz 2 in Textform mitteilen kann, und
2. dem Haushaltskunden die Kontaktadresse anzugeben, an die der Haushaltskunde die Mitteilung zu übermitteln hat.

(2) Die Verhältnismäßigkeit einer Unterbrechung im Sinne des Absatzes 1 Satz 2 ist insbesondere dann nicht gewahrt, wenn eine besondere Schutzbedürftigkeit des Haushaltskunden oder eines Mitglieds seines Haushalts besteht. Eine besondere Schutzbedürftigkeit besteht insbesondere dann, wenn infolge einer Unterbrechung der Versorgung aufgrund besonderer persönlicher, insbesondere gesundheitlicher oder altersbedingter, Gegebenheiten eine konkrete Gefahr für Leib oder Leben der dadurch Betroffenen zu besorgen ist. Diese Gefahr ist auf Verlangen des Energielieferanten glaubhaft zu machen.

(3) Der Energielieferant darf die Unterbrechung der Energieversorgung wegen Zahlungsverzugs nur durchführen lassen, wenn der Haushaltskunde nach Abzug etwaiger Anzahlungen

1. mit Zahlungsverpflichtungen in Höhe des Doppelten der rechnerisch auf den laufenden Kalendermonat entfallenden Abschlags- oder Vorauszahlung in Verzug ist oder
2. für den Fall, dass keine Abschlags- oder Vorauszahlungen zu entrichten sind, mit mindestens einem Sechstel des voraussichtlichen Betrages der Jahresrechnung in Verzug ist.

Dabei muss der Zahlungsverzug des Haushaltskunden zusätzlich zu den Voraussetzungen nach Satz 1 mindestens 100 Euro betragen. Bei der Berechnung der Höhe des Betrages nach den Sätzen 1 und 2 bleiben diejenigen nicht titulierten Forderungen außer Betracht, die der Haushaltskunde form- und fristgerecht sowie schlüssig begründet beanstandet hat. Ferner bleiben diejenigen Rückstände außer Betracht, die wegen einer Vereinbarung zwischen dem Energielieferanten und dem Haushaltskunden noch nicht fällig sind oder die aus einer streitigen und noch nicht rechtskräftig entschiedenen Preiserhöhung des Energielieferanten resultieren. Zudem bleiben diejenigen Rückstände außer Betracht, die im Zeitpunkt der Androhung der Unterbrechung nach Absatz 1 bereits Gegenstand eines bei der Schlichtungsstelle nach §111b Absatz 1 anhängigen Verfahrens der außergerichtlichen Streitbeilegung sind.

(4) Der Energielieferant ist verpflichtet, den betroffenen Haushaltskunden mit der Androhung einer Unterbrechung der Energieversorgung wegen Zahlungsverzuges nach Absatz 1 zugleich in Textform über Möglichkeiten zur Vermeidung der Unterbrechung zu informieren, die für den Haushaltskunden keine Mehrkosten verursachen. Dazu können beispielsweise gehören

1. Hinweise auf örtliche Hilfsangebote zur Abwendung einer Versorgungsunterbrechung wegen Nichtzahlung,
2. Hinweise auf Vorauszahlungssysteme,
3. Informationen zu Energieaudits und zu Energieberatungsdiensten,
4. Hinweise auf alternative Zahlungspläne verbunden mit einer Stundungsvereinbarung,
5. Hinweise auf staatliche Unterstützungsmöglichkeiten der sozialen Mindestsicherung sowie die Information, bei welcher Behörde diese beantragt werden können, oder
6. Hinweise auf eine anerkannte Schuldner- und Verbraucherberatung.

Die Informationen nach den Sätzen 1 und 2 sind in einfacher und verständlicher Weise zu erläutern.

(5) Der Beginn der Unterbrechung der Energieversorgung ist dem Haushaltskunden acht Werktage im Voraus durch briefliche Mitteilung anzukündigen. Zusätzlich soll die Ankündigung nach Möglichkeit auch auf elektronischem Wege in Textform erfolgen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

(6) In einer Unterbrechungsandrohung nach Absatz 1 Satz 1 und in einer Ankündigung des Unterbrechungsbeginns nach Absatz 5 ist klar und verständlich sowie in hervorgehobener Weise hinzuweisen

1. auf den Grund der Unterbrechung sowie
2. darauf, welche voraussichtlichen Kosten dem Haushaltskunden infolge der Unterbrechung nach Absatz 1 Satz 1 und in Folge der nachfolgenden Wiederherstellung der Energieversorgung nach Absatz 7 in Rechnung gestellt werden können.

(7) Der Energielieferant hat die Energieversorgung unverzüglich wiederherstellen zu lassen, sobald die Gründe für deren Unterbrechung entfallen sind und der Haushaltskunde die Kosten der Unterbrechung und der Wiederherstellung der Energieversorgung ersetzt hat. Die Kosten können für strukturell vergleichbare Fälle pauschal berechnet werden. Die pauschale Berechnung muss einfach nachvollziehbar sein. Die Pauschale darf die nach dem gewöhnlichen Lauf der Dinge zu erwartenden Kosten nicht übersteigen. Auf Verlangen des Haushaltskunden ist die Berechnungsgrundlage nachzuweisen. Der Nachweis geringerer Kosten ist dem Haushaltskunden zu gestatten. Die in Rechnung gestellten Kosten dürfen, auch im Falle einer Pauschalierung, die tatsächlich entstehenden Kosten nicht überschreiten.

§ 41g

Ergänzende Regelungen zu Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung bei Haushaltskunden in der Grundversorgung mit Strom oder Gas

(1) Bei der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung nach § 36 Absatz1 Satz 1 kann der Haushaltskunde nach dem Erhalt einer Androhung der Unterbrechung nach § 41f Absatz 1 Satz 1 von dem Grundversorger die Übermittlung des Angebots für eine Abwendungsvereinbarung verlangen. Der Grundversorger ist verpflichtet, dem betroffenen Haushaltskunden im Falle eines Verlangens nach Satz 1 innerhalb einer Woche und ansonsten spätestens mit der Ankündigung einer Unterbrechung der Grundversorgung nach § 41f Absatz 5 zugleich in Textform den Abschluss einer Abwendungsvereinbarung anzubieten. Das Angebot für die Abwendungsvereinbarung hat zu beinhalten

1. eine Bestimmung über zinsfreie monatliche Ratenzahlungen zur Tilgung der nach § 41f Absatz 3 ermittelten Zahlungsrückstände und
2. eine Bestimmung, die die Weiterversorgung durch den Grundversorger nach Maßgabe der mit dem Haushaltskunden vereinbarten Vertragsbedingungen vorsieht, solange der Haushaltskunde seine laufenden Zahlungsverpflichtungen erfüllt.

Der Inhalt der Abwendungsvereinbarung ist dem Haushaltskunden mit dem Angebot allgemein verständlich zu erläutern. Unabhängig vom gesetzlichen Widerrufsrecht des Haushaltskunden darf nicht ausgeschlossen werden, dass der Haushaltskunde innerhalb eines Monats nach Abschluss der Abwendungsvereinbarung Einwände gegen die der Ratenzahlung zugrunde liegenden Forderungen in Textform erheben kann. Die Ratenzahlungsvereinbarung nach Satz 3 Nummer 1 muss so gestaltet sein, dass der Haushaltskunde sich dazu verpflichtet, die Zahlungsrückstände in einem für den Grundversorger sowie für den Haushaltskunden wirtschaftlich zumutbaren Zeitraum vollständig auszugleichen. In der Regel als zumutbar anzusehen ist je nach Höhe der Zahlungsrückstände ein Zeitraum von sechs bis 18 Monaten. Überschreiten die Zahlungsrückstände die Summe von 300 Euro, beträgt dieser Zeitraum mindestens zwölf bis höchstens 24 Monate. In die Bemessung der Zeiträume nach den Sätzen 6 und 7 soll die Höhe der jeweiligen Zahlungsrückstände maßgeblich einfließen. Nimmt der Haushaltskunde das Angebot der Abwendungsvereinbarung vor Durchführung der Unterbrechung in Textform an, darf die Grundversorgung durch den Grundversorger nicht unterbrochen werden. Kommt der Haushaltskunde seinen Verpflichtungen aus der Abwendungsvereinbarung nicht nach, ist der Grundversorger berechtigt, die Grundversorgung unter Beachtung des § 41f Absatz 1 Satz 2 und Absatz 5 zu unterbrechen.

(2) Mit einer Information nach § 41f Absatz 4 hat ein Grundversorger auf seine Pflicht nach Absatz 1 hinzuweisen, dem Haushaltskunden auf dessen Verlangen innerhalb einer Woche sowie unabhängig von einem solchen Verlangen spätestens mit der Ankündigung der Unterbrechung eine Abwendungsvereinbarung anzubieten und dem Haushaltskunden ein standardisiertes Antwortformular zu übersenden, mit dem

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

der Haushaltskunde die Übersendung einer Abwendungsvereinbarung anfordern kann. Mit einer Information nach § 41f Absatz 4 hat der Grundversorger zudem den Haushaltskunden auf die Möglichkeiten zur Kenntnisnahme des Musters einer Abwendungsvereinbarung nach § 2 Absatz 3 Satz 7 der Stromgrundversorgungsverordnung oder nach § 2 Absatz 3 Satz 7 der Gasgrundversorgungsverordnung hinzuweisen. Die Informationen nach den Sätzen 1 und 2 sind in einfacher und verständlicher Weise zu erläutern.

(3) Der Grundversorger kann mit Einwilligung des Haushaltskunden Kontakt mit dem örtlich zuständigen Sozialhilfeträger aufnehmen, um ihn über die Androhung und die Zahlungsrückstände des Haushaltskunden, die der Androhung der Versorgungsunterbrechung zugrunde liegen, zu informieren und um die Versorgungsunterbrechung zu vermeiden. Der Grundversorger hat mit der Androhung einer Unterbrechung nach § 41f Absatz 1 Satz 1 dem Haushaltskunden den Vordruck einer Erklärung zur Einwilligung in die Kontaktaufnahme zum örtlich zuständigen Sozialhilfeträger nach Satz 1 zu übersenden.

(4) Übermittelt der Haushaltskunde die unterschriebene Einwilligungserklärung nach Absatz 3 an den Grundversorger, hat der Grundversorger kurzfristig Kontakt mit dem örtlich zuständigen Sozialhilfeträger aufzunehmen. Dazu übermittelt der Grundversorger an den örtlich zuständigen Sozialhilfeträger die erforderlichen Daten des Haushaltskunden sowie Informationen zu der drohenden Versorgungsunterbrechung zu dem Zweck, dass der örtlich zuständige Sozialhilfeträger staatliche Unterstützungsmöglichkeiten für den Haushaltskunden prüfen kann. Die Durchführung der Versorgungsunterbrechung nach § 41f Absatz 5 darf im Fall von Satz 1 frühestens acht Werktage nach Versenden der Information durch den Grundversorger an den örtlich zuständigen Sozialhilfeträger erfolgen.

(5) Der Grundversorger ist im Zeitpunkt der Ankündigung nach § 41f Absatz 5 auch ohne eine Einwilligung des Haushaltskunden nach Absatz 3 berechtigt, zum Zweck der Vermeidung einer Versorgungsunterbrechung den örtlich zuständigen Sozialhilfeträger über die Zahlungsrückstände des Haushaltskunden, die der Androhung der Versorgungsunterbrechung zugrunde liegen, zu informieren, sofern der Haushaltskunde

1. bis zum Zeitpunkt der Ankündigung nach § 41f Absatz 5 nicht dargelegt hat, dass hinreichende Aussicht besteht, dass er seinen Verpflichtungen nachkommen wird, sowie
2. das Angebot einer Abwendungsvereinbarung nach Absatz 1 nicht angenommen hat oder seinen Verpflichtungen aus der Abwendungsvereinbarung nach Absatz 1 nicht nachgekommen ist.

Der Grundversorger hat den Haushaltskunden mit der Androhung der Versorgungsunterbrechung nach § 41f Absatz 1 Satz 1 in einfacher und verständlicher Sprache auf die Möglichkeit und die Voraussetzungen der Datenübermittlung im Rahmen der Information an den örtlich zuständigen Sozialhilfeträger nach Satz 1 hinzuweisen.

(6) In den Fällen der Absätze 4 und 5 ist der Grundversorger berechtigt, folgende Daten an den örtlich zuständigen Sozialhilfeträger zu übermitteln:

1. den Vornamen, den Namen und die Anschrift des Haushaltskunden,
2. das Datum des geplanten Beginns der Versorgungsunterbrechung nach § 41f Absatz 5.“

57. Nach § 42b wird folgender § 42c eingefügt:

„§ 42c

Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien

(1) Der Betreiber einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder einer Energiespeicheranlage, in der ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammende Elektrizität zwischengespeichert wird, kann die erzeugte Elektrizität mit anderen Letztverbrauchern nach den Absätzen 2 bis 6 gemeinsam nutzen (gemeinsame Nutzung), wenn die folgenden Voraussetzungen erfüllt sind:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

1. der Betrieb der Anlage erfolgt durch eine natürliche Person oder durch eine rechtsfähige Personengesellschaft oder eine juristische Person des Privatrechts, deren sämtliche Gesellschafter oder Mitglieder ein oder mehrere Letztverbraucher sind, oder eine juristische Person des öffentlichen Rechts,
2. die Belieferung erfolgt durch den Betreiber der Anlage nach Nummer 1 unter Nutzung des öffentlichen Elektrizitätsverteilernetzes sowie auf der Grundlage eines Liefervertrages, der jeweils zwischen dem Betreiber der Anlage nach Nummer 1 und dem die Elektrizität abnehmenden Letztverbraucher (Abnehmer) abzuschließen ist,
3. zwischen dem Betreiber der Anlage nach Nummer 1 und dem Abnehmer ist zusätzlich zu einem Liefervertrag nach Nummer 2 ein Vertrag zur gemeinsamen Nutzung abgeschlossen worden, der mindestens die in Absatz 3 genannten Regelungen beinhaltet,
4. die Anlage und die zu beliefernden Verbrauchsstellen sämtlicher Abnehmer befinden sich in demselben Gebiet, in dem der Betreiber des Energieverteilernetzes nach Absatz 4 eine gemeinsame Nutzung zu ermöglichen hat,
5. der Betrieb der Anlage dient weder überwiegend der gewerblichen noch überwiegend der selbständigen beruflichen Tätigkeit des Betreibers nach Absatz 1 Nummer oder des Letztverbrauchers, der als Gesellschafter hieran beteiligt ist,
6. der Strombezug wird an jeder belieferten Verbrauchsstelle mit einer viertelstündlichen registrierenden Leistungsmessung erfasst und
7. die in der Anlage erzeugte oder gespeicherte Elektrizität wird mit einer viertelstündlichen registrierenden Leistungsmessung erfasst.

§ 19 Absatz 3b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist auf Energiespeicheranlagen entsprechend anwendbar.

(2) Abweichend von § 3 Nummer 64 ist ein Unternehmen nur dann Letztverbraucher im Sinne des Satzes 1, wenn es sich um Kleinstunternehmen, kleine oder mittlere Unternehmen nach der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission vom 6. Mai 2003 betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie kleiner und mittlerer Unternehmen (ABl. L 124 vom 20.5.2003, S. 36) handelt.

(3) Der Vertrag zur gemeinsamen Nutzung nach Absatz1 Nummer 1 hat mindestens Folgendes zu regeln:

1. das Recht des Abnehmers einschließlich des Umfangs zur Nutzung der Elektrizität, die durch die Anlage erzeugt oder in der Anlage gespeichert wurde,
2. einen Aufteilungsschlüssel, aus dem sich der Umfang des Rechts zur Nutzung der Elektrizität ergibt, und
3. ob eine entgeltliche Gegenleistung für die Nutzung der Elektrizität an den Betreiber zu leisten ist sowie gegebenenfalls deren Höhe in Cent pro Kilowattstunde.

(4) Jeder Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat sicherzustellen, dass die gemeinsame Nutzung von Elektrizität nach Absatz 1 möglich ist:

1. ab dem 1. Juni 2026 innerhalb des Bilanzierungsgebietes eine Elektrizitätsverteilernetzbetreibers, und
2. ab dem 1. Juni 2028 innerhalb des Bilanzierungsgebietes eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers sowie in dem Bilanzierungsgebiet eines direkt angrenzenden Elektrizitätsverteilernetzbetreibers in derselben Regelzone.

Jeder Betreiber eines direkt angrenzenden Elektrizitätsverteilernetzes im Sinne des Satzes 1 Nummer 2 ist verpflichtet, im erforderlichen Umfang mitzuwirken.

(5) Ein Betreiber nach Absatz 1 Nummer 1 ist berechtigt, einen Dritten, der nicht die Anforderungen nach Absatz 1 Nummer 5 oder Absatz 2 erfüllt, mit einer oder mehrerer der folgenden Dienstleistungen zu beauftragen:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

1. Dienstleistungen zur Erfüllung ihrer Pflichten, die sich aus dem Zugang zu den Elektrizitätsverteilernetzen nach § 20 und den auf der Grundlage des § 20 Absatz 3 erlassenen Festlegungen der Bundesnetzagentur ergeben, insbesondere in Bezug auf die Zusammenarbeit mit Betreibern von Energieversorgungsnetzen, Bilanzkreisverantwortlichen, Netznutzern oder Lieferanten,
2. Dienstleistungen im Zusammenhang mit dem Angebot von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder von Flexibilitätsdienstleistungen, deren zwischengespeicherte Energie ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt und die Gegenstand des Vertrages nach Absatz 3 sind,
3. Dienstleistungen im Zusammenhang mit dem Abschluss von Verträgen nach Absatz 3 einschließlich der Abrechnung gegenüber den Abnehmern oder
4. Dienstleistungen im Zusammenhang mit der Installation und dem Betrieb der Anlage nach Absatz 1, einschließlich der Messung und Wartung.

(6) Der Betreiber nach Absatz 1 Nummer 1 ist nicht verpflichtet, die umfassende Versorgung der Abnehmer sicherzustellen. Der Betreiber ist verpflichtet, jeden Abnehmer vor Abschluss des Vertrages zur gemeinsamen Nutzung nach Absatz 1 Nummer 3 in Textform darüber zu informieren,

1. dass die gemeinsam genutzte Anlage den Strombedarf der Abnehmer nicht vollständig und nicht jederzeit decken kann,
2. sodass ein ergänzender Strombezug durch den Abnehmer notwendig ist und
3. dass die Kosten für den ergänzenden Strombezug über den durchschnittlichen Kosten eines Vertrages zur umfassenden Versorgung liegen können.

Das Recht des Abnehmers, für den ergänzenden Strombezug einen Liefervertrag seiner Wahl mit einem Lieferanten seiner Wahl abzuschließen, darf in der Vereinbarung zur gemeinsamen Nutzung nicht eingeschränkt werden. Der Betreiber ist verpflichtet, den Abnehmer rechtzeitig darüber zu informieren, wenn die gemeinsam genutzte Anlage aus anderen als aus witterungs- oder tageszeitbedingten Gründen über einen erheblichen Zeitraum keine elektrische Energie erzeugt, und er setzt den Abnehmer in Kenntnis, wenn die Anlage ihren Betrieb wieder aufnimmt.

(7) Die §§ 5 und 40 bis 42 sind gegenüber dem Abnehmer nicht anzuwenden, wenn

1. die von einem Haushaltskunden nach Absatz 1 betriebene Anlage eine installierte Leistung von 30 Kilowatt nicht übersteigt oder
2. im Falle eines Mehrparteienhauses eine durch einen oder mehrere Haushaltskunden, die in dem gleichen Gebäude wohnen, nach Absatz 1 betriebene Anlage eine installierte Leistung von 100 Kilowatt nicht übersteigt.“

58. § 43b wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird durch folgende Absätze 1 bis 5 ersetzt:

„(1) Für Planfeststellung und Plangenehmigung sind die §§ 73 und 74 des Verwaltungsverfahrensgesetzes nach Maßgabe der Absätze 2 bis 5 anzuwenden.

(2) Bei Planfeststellungen für Vorhaben im Sinne des § 43 Absatz 1 Satz 1 wird die Öffentlichkeit einschließlich der Vereinigungen im Sinne von § 73 Absatz 4 Satz 5 des Verwaltungsverfahrensgesetzes ausschließlich entsprechend § 18 Absatz 2 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung mit der Maßgabe einbezogen, dass die Gelegenheit zur Äußerung einschließlich Einwendungen und Stellungnahmen innerhalb eines Monats nach der Einreichung des vollständigen Plans für eine Frist von sechs Wochen zu gewähren ist:

1. für ein bis zum Ablauf des 31. Dezember 2010 beantragtes Vorhaben für die Errichtung und den Betrieb sowie die Änderung von Hochspannungsfreileitungen oder Gasversorgungsleitungen, das der im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit dringlichen Verhinderung oder Beseitigung längerfristiger Übertragungs-, Transport- oder Verteilungsengpässe dient,

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

2. für ein Vorhaben, das in der Anlage des Energieleitungsausbaugesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870) in der jeweils geltenden Fassung aufgeführt ist.

(3) Ein Verfahren zur Planfeststellung oder Plangenehmigung bei einem Vorhaben, dessen Auswirkungen über das Gebiet eines Landes hinausgehen, ist zwischen den zuständigen Behörden der beteiligten Länder abzustimmen.

(4) Bei einem Vorhaben im Sinne des § 43 Absatz 1 Nummer 1 bis 4, Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 bis 6, 10 und Satz 2 sowie bei einem Infrastrukturvorhaben nach § 1 Absatz 1 des Bundesbedarfsplangesetzes und nach § 1 Absatz 2 des Energieleitungsausbaugesetzes wird bei einem Sachverständigengutachten, bei einer Bestandserfassung oder bei einer Auswirkungsprognose, die zur Prüfung der Vereinbarkeit der Errichtung oder des Betriebs eines Vorhabens mit den umweltrechtlichen Vorgaben erstellt wurden, sowie bei Daten über ökologische Verhältnisse am Standort oder in seiner Umgebung des Vorhabenträgers vermutet, dass diese zum Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung hinreichend aktuell sind, es sei denn,

1. die Daten sind zum Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung älter als fünf Jahre, oder
2. der zuständigen Behörde liegen aufgrund substantiierter Stellungnahmen oder Einwendungen im Anhörungsverfahren oder aufgrund eigener Erkenntnisse Hinweise vor, dass sich der maßgebliche Sachverhalt verändert hat und davon auszugehen ist, dass sich dies auf die Entscheidung auswirken kann.

Die den Unterlagen nach Satz 1 zugrundeliegenden Daten, die zum Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung älter als fünf Jahre sind, soll die zuständige Behörde ihrer Entscheidung zugrunde legen, soweit sie sich von deren fortbestehender Aussagekraft überzeugt hat, insbesondere wenn für diese Art der Daten keine Veränderung zu erwarten ist.

(5) Der Planfeststellungsbeschluss wird dem Vorhabenträger zugestellt. Im Übrigen wird der Planfeststellungsbeschluss öffentlich bekanntgegeben, indem er für die Dauer von zwei Wochen auf der Internetseite der Planfeststellungsbehörde mit der Rechtsbehelfsbelehrung zugänglich gemacht wird und zusätzlich mit seinem verfügenden Teil und der Rechtsbehelfsbelehrung sowie einem Hinweis auf die Zugänglichmachung im Internet in örtlichen Tageszeitungen, die in dem Gebiet, auf das sich das Vorhaben voraussichtlich auswirken wird, verbreitet sind, bekanntgemacht wird. Nach dem Ablauf von zwei Wochen seit der Zugänglichmachung auf der Internetseite der Planfeststellungsbehörde gilt der Planfeststellungsbeschluss gegenüber den Betroffenen und demjenigen, der Einwendungen erhoben hat, als bekanntgegeben. Hierauf ist in der Bekanntmachung hinzuweisen. Einem Betroffenen oder demjenigen, der Einwendungen erhoben hat, wird eine leicht zu erreichende Zugangsmöglichkeit zur Verfügung gestellt, wenn er oder sie während der Dauer der Veröffentlichung ein entsprechendes Verlangen an die Planfeststellungsbehörde gerichtet hat. Dies ist in der Regel die Übersendung eines gängigen elektronischen Speichermediums, auf dem die auszulegenden Unterlagen gespeichert sind. Auf die andere Zugangsmöglichkeit ist in der Bekanntgabe nach Satz 2 hinzuweisen.“

b) Der bisherige Absatz 2 wird Absatz 6.

59. In § 45 Absatz 1 Nummer 1 wird die Angabe „§ 43b Nummer 1“ durch die Angabe „§ 43b Absatz 2“ ersetzt.

60. In § 49 Absatz 2 Satz 4 wird das Wort „angemessener“ durch das Wort „angemessenen“ ersetzt.

61. § 49a wird wie folgt geändert:

a) Absatz 3 wird durch folgende Absätze 3 bis 7 ersetzt:

„(3) Wird ein Übertragungsnetz ausgebaut oder ertüchtigt, werden in dem Übertragungsnetz eine Umbeseilung, einer Zubeseilung oder ein Seiltausch vorgenommen oder wird das Betriebskonzept eines Übertragungsnetzes geändert und wird durch eine oder mehrere dieser Maßnahmen am Übertragungsnetz eine technische Infrastruktur erstmals oder stärker elektromagnetisch beeinflusst, so haben der Übertragungsnetzbetreiber und der betroffene Betreiber technischer Infrastrukturen

1. betriebliche, organisatorische und technische Maßnahmen zur Reduzierung und Sicherung der auftretenden Beeinflussung (Schutz- und Sicherungsmaßnahmen) zu prüfen,

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

2. die technisch und wirtschaftlich vorzugswürdigen Schutz- und Sicherungsmaßnahmen gemeinsam zu bestimmen und

3. die gemeinsam bestimmten Schutz- und Sicherungsmaßnahmen in ihrem jeweiligen Verantwortungsbereich unverzüglich umzusetzen.

(4) Wenn eine neue oder weitergehende Schutz- und Sicherungsmaßnahme an der elektromagnetisch beeinflussten technischen Infrastruktur erforderlich ist oder die Schutz- und Sicherungsmaßnahmen an den beeinflussten technischen Infrastrukturen Schutz- und Sicherungsmaßnahmen am Übertragungsnetz wegen der kürzeren Dauer der Umsetzung oder aus wirtschaftlichen Gründen vorzuziehen sind, hat der Übertragungsnetzbetreiber dem Betreiber technischer Infrastrukturen nach Maßgabe dieses Absatzes sowie der Absätze 5 und 6 die nachgewiesenen notwendigen Mehrkosten für die Schutz- und Sicherungsmaßnahmen, einschließlich der Kosten für Unterhaltung und Betrieb, insbesondere für Wartung und Instandhaltung, für eine Dauer, die der zu erwartenden tatsächlichen Nutzungsdauer der Maßnahme entspricht, längstens aber bis zum Ablauf des Jahres 2065 zu erstatten. Auf die zu erstattenden Anschaffungskosten nach § 255 Absatz 1 des Handelsgesetzbuches und Herstellungskosten nach § 255 Absatz 2 des Handelsgesetzbuches ist ein Aufschlag in Höhe von 5 Prozent zu gewähren, wenn der Betreiber technischer Infrastrukturen binnen sechs Monaten nach Anfrage durch den Übertragungsnetzbetreiber gegenüber diesem schriftlich oder elektronisch die unbedingte Freigabe zur Inbetriebnahme der Maßnahmen oder Maßnahmenkombination an der technischen Infrastruktur nach Absatz 3 erklärt. § 3 des Bundes-Klimaschutzgesetzes bleibt unberührt.

(5) Die Erstattung der nachgewiesenen Kosten nach Absatz 4 erfolgt vorbehaltlich der Sätze 2 und 3 und des Absatzes 6 im Wege einer einmaligen Ersatzzahlung des Übertragungsnetzbetreibers an den Betreiber technischer Infrastrukturen. Abweichend von Satz 1 kann ein Betreiber einer technischen Infrastruktur, die auf einer Gesamtlänge von mindestens 35 Kilometern von einer elektromagnetischen Beeinflussung nach Absatz 1 betroffen ist, notwendige, nachgewiesene Mehrkosten für Unterhaltung und Betrieb der Schutz- und Sicherungsmaßnahmen, insbesondere Wartung und Instandhaltung, auch durch jährlichen Nachweis gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber geltend machen. Abweichend von Satz 2 können der betroffene Betreiber technischer Infrastrukturen und der Übertragungsnetzbetreiber auch angemessen Pauschalen vereinbaren.

(6) Ab dem 1. Januar 2028 sind Betreiber technischer Infrastrukturen abweichend von Absatz 4 nicht mehr berechtigt, eine Kostenerstattung von dem Übertragungsnetzbetreiber zu verlangen, es sei denn, die betroffene technische Infrastruktur unterliegt nicht der Regulierung durch die Bundesnetzagentur oder durch die Landesregulierungsbehörden. Die notwendigen Wartungs- und Instandhaltungskosten von technischen Infrastrukturen, die der Regulierung durch die Bundesnetzagentur oder die Landesregulierungsbehörden unterliegen, sind ab dem 1. Januar 2028 im Rahmen der betriebsnotwendigen Kosten des Betreibers der beeinflussten regulierten technischen Infrastruktur zugeordnet.

(7) Ein weitergehender Ersatzanspruch des Betreibers technischer Infrastrukturen gegen den Übertragungsnetzbetreiber neben dem in Absatz 4 genannten ist ausgeschlossen. Wird erst nach der Durchführung einer Maßnahme zum Ausbau oder zur Ertüchtigung, zu Umbeseilungen oder Zubeseilungen, zum Seiltausch oder zur Änderung des Betriebskonzepts eines Übertragungsnetzes bekannt, dass durch die Maßnahme die technischen Infrastrukturen elektromagnetisch beeinflusst werden, bleiben die Rechte und Pflichten des Betreibers technischer Infrastrukturen unberührt.“

b) Der bisherige Absatz 4 wird zu Absatz 8 und sein Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Besteht Uneinigkeit zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem betroffenen Betreiber technischer Infrastrukturen über das Ausmaß der elektromagnetischen Beeinflussung oder über die technisch und wirtschaftlich vorzugswürdigen Schutz- und Sicherungsmaßnahmen nach Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 oder über die für diese Maßnahmen notwendigen Kosten, so ist über die offenen Streitfragen spätestens sechs Monate nach Beginn der Uneinigkeit ein Gutachten eines unabhängigen technischen Sachverständigen auf Kosten des Übertragungsnetz-betreibers einzuholen.“

c) Der bisherige Absatz 5 wird zu Absatz 9 und wird wie folgt gefasst:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

„(9) Haben sich der Übertragungsnetzbetreiber und der Betreiber technischer Infrastrukturen darüber geeinigt, welche Schutz- und Sicherungsmaßnahmen technisch und wirtschaftlich vorzugswürdig sind, so haben sie unverzüglich deren Durchführung sicherzustellen. Besteht zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem Betreiber technischer Infrastrukturen kein Einvernehmen, so erstreckt sich das Gutachten des technischen Sachverständigen nach Absatz 8 auch auf die Frage, welche Schutz- und Sicherungsmaßnahmen technisch und wirtschaftlich vorzugswürdig sind und welche Kosten bei der Bemessung des Ersatzanspruches nach Absatz 4 Satz 1 als notwendig zu berücksichtigen sind. In diesem Fall haben der Übertragungsnetzbetreiber und der Betreiber technischer Infra-strukturen unverzüglich nach dem Vorliegen des Sachverständigengutachtens die Umsetzung der erforderlichen Schutz- und Sicherungsmaßnahmen sicherzustellen.“

d) Der bisherige Absatz 6 wird zu Absatz 10.

62. In § 49c Absatz 1 Satz 2 werden die Wörter „in Verbindung mit § 50a Absatz 1 und § 1 Absatz 3 der Stromangebotsausweitungsverordnung vom 13. Juli 2022 (Banz AT 13.Juli .2022 V1), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 29. September 2022 (Banz AT 30.September 2022 V1) geändert worden ist,“ gestrichen.

63. § 50 wird wie folgt geändert:

a) Der Überschrift werden die Wörter „Verordnungsermächtigung zur“ vorangestellt.

b) Im Satzteil vor Nummer 1 werden die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“ durch die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz“ ersetzt.

64. Die §§ 50e bis 50j werden aufgehoben.

65. § 51 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

b) In Absatz 5 Satz 1, 2 und 3 wird jeweils das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

66. In § 51a Absatz 1 Satz 3 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

67. § 53 wird wie folgt geändert:

a) Der Überschrift werden die Wörter „Verordnungsermächtigung zur“ vorangestellt.

b) Im Wortlaut wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

68. § 54 Absatz 2 Satz 1 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 5 wird die Angabe „§ 14 Absatz 1“ gestrichen.

b) In Nummer 6 wird die Angabe „§§ 17 und 18“ durch die Angabe „§§ 17, 17a und 18“ ersetzt.

69. In § 57 Absatz 3 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

70. § 58a wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 werden nach den Wörtern „arbeitet die Bundesnetzagentur mit“ die Wörter „der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden“ eingefügt.

71. In § 59 Absatz 1 Satz 2 Nummer 7a werden nach der Angabe „§ 13k“ die Wörter „sowie nach § 13l Absatz 3“ eingefügt.

72. § 61 wird wie folgt geändert:

a) In der Überschrift wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

b) Im Wortlaut wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

73. § 63 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 2 werden das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ und die Wörter „§ 14 Absatz 1a und 1b“ durch die Wörter „§ 14 Absatz 2, §§ 15b, 15c“ ersetzt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

b) In Absatz 2 Satz 2 und 6 wird jeweils das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

c) Absatz 2a wird wie folgt gefasst:

„(2a) (weggefallen)“.

d) In Absatz 3 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 3 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

bb) Folgende Sätze werden angefügt:

„Die Bundesnetzagentur nimmt in den Bericht einen spezifischen Abschnitt über die Fortschritte bei der Energieeffizienzverbesserung beim Betrieb der Gas- und Elektrizitätsinfrastruktur auf. Sie berichtet über die Fortschritte bei der Energieeffizienzverbesserung beim Betrieb der Gas- und Elektrizitätsinfrastruktur und bewertet den Gesamtwirkungsgrad beim Betrieb der Gas- und Elektrizitätsinfrastruktur sowie der von den Übertragungs-, Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern durchgeführten Maßnahmen. Sie kann Empfehlungen für Energieeffizienzverbesserungen aussprechen, einschließlich kosteneffizienter Alternativen zur Verringerung der Spitzenlasten und des Gesamtstromverbrauchs.“

74. In § 69 Absatz 11 Satz 1 werden nach den Wörtern „Einhaltung der“ die Wörter „Artikel 3 und 5“ durch die Wörter „in den Artikeln 3 und 5 festgelegten Verbote sowie die in den Artikeln 4, 7c, 8, 9 und 15 festgelegten Verpflichtungen“ ersetzt.

75. In § 75 Absatz 4 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

76. In § 91 wird wie folgt geändert:

a) Der Überschrift wird die Angabe „; Verordnungsermächtigung“ angefügt.

b) In Absatz 1 Satz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 wird die Angabe „und § 4d“ durch die Wörter „, § 4d und § 4e Absatz 1“ ersetzt.

bb) In Nummer 4 werden nach den Wörtern „30 Absatz 2 und 3“ die Wörter „35h Absatz 2, 4 und 7,“ eingefügt.

cc) In Nummer 9 wird der Punkt am Ende durch ein Semikolon ersetzt.

dd) Folgende Nummer 10 wird angefügt:

„10. Gewährung von Einsicht in behördliche Akten oder die Erteilung von Auskünften daraus nach § 67 Absatz 5.“

c) In Absatz 8 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

d) In Absatz 9 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

77. § 95 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1b wird aufgehoben.

b) Absatz 1c wird wie folgt geändert:

aa) In dem Satzteil vor Nummer 1 werden nach der Angabe „Verordnung (EU) Nr. 1227/2011“ die Wörter „des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (ABl. L 326 vom 8.12.2011, S.1), die durch die Verordnung (EU) 2024/1106 (ABl. L 2024/1106, 17.4.2004) geändert worden ist,“ eingefügt.

bb) In Nummer 6 werden nach den Wörtern „Artikel 2 Nummer 2“ die Wörter „Buchstabe a oder“ eingefügt.

c) Absatz 1d wird wie folgt geändert:

aa) Nummer 1 wird wie folgt geändert:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

aaa) Die Angabe „Satz 1“ wird durch die Angabe „Unterabsatz 1“ ersetzt.

bbb) Die Wörter „oder nicht rechtzeitig“ werden gestrichen.

ccc) Die Wörter „registrieren lässt“ werden durch die Wörter „registrieren lässt, bevor er eine meldepflichtige Transaktion nach Artikel 8 Absatz 1, Satz 1, 2 oder Satz 3 abschließt“ ersetzt.

bb) In Nummer 2 werden die Wörter „Absatz 1 Satz 2“ durch Wörter „Absatz 1 Unterabsatz 4 Satz 1“ ersetzt.

d) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) Satz 1 wird wie folgt geändert:

aaa) Die Wörter „Buchstabe b, der Absätze 1b und 1c, Nummer 2 und 6 mit einer Geldbuße bis zu einer Million Euro, über diesen Betrag hinaus bis zur dreifachen Höhe des durch die Zuwiderhandlung erlangten Mehrerlöses,“ werden durch die Wörter „Buchstabe b mit einer Geldbuße bis zu einer Million Euro,“ ersetzt.

bbb) Die Wörter „sowie des Absatzes 1a Nummer 2 und des Absatzes 1c Nummer 7 und 8“ werden durch die Wörter „und des Absatzes 1a Nummer 2“ ersetzt.

ccc) Nach den Wörtern „und in den übrigen Fällen“ werden die Wörter „der Absätze 1, 1a und 1e“ eingefügt.

bb) Satz 2 wird aufgehoben.

e) Nach Absatz 2 werden folgende Absätze 2a bis 2e eingefügt:

„(2a) Die Ordnungswidrigkeit kann geahndet werden

1. in den Fällen des Absatzes 1c Nummer 1 und 6 mit einer Geldbuße bis zu fünf Millionen Euro,
2. in den Fällen des Absatzes 1c Nummer 2 bis 5 und 9 mit einer Geldbuße bis zu einer Million Euro und
3. in den Fällen des Absatzes 1c Nummer 7 und 8 sowie des Absatzes 1d mit einer Geldbuße bis zu fünfhunderttausend Euro.

(2b) Bei einer juristischen Person oder Personenvereinigung mit einem Gesamtumsatz von mehr als 33,34 Millionen Euro kann abweichend von Absatz 2a Nummer 1 eine Ordnungswidrigkeit nach Absatz 1c Nummer 1 und 6 mit einer Geldbuße bis zu 15 Prozent des Gesamtumsatzes geahndet werden.

(2c) Bei einer juristischen Person oder Personenvereinigung mit einem Gesamtumsatz von mehr als 50 Millionen Euro kann

1. abweichend von Absatz 2a Nummer 2 eine Ordnungswidrigkeit nach Absatz 1c Nummer 2 bis 5 und 9 mit einer Geldbuße bis zu 2 Prozent des Gesamtumsatzes und
2. abweichend von Absatz 2a Nummer 3 eine Ordnungswidrigkeit nach Absatz 1c Nummer 7 und 8 und Absatz 1d mit einer Geldbuße bis zu 1 Prozent des Gesamtumsatzes

geahndet werden.

(2d) In den Fällen der Absätze 1c und 1d darf die festgesetzte Geldbuße nicht übersteigen:

1. bei einer natürlichen Person 20 Prozent des Jahreseinkommens und
2. bei einer juristischen Person oder Personenvereinigung 20 Prozent des Gesamtumsatzes.

(2e) Gesamtumsatz im Sinne der Absätze 2b, 2c und 2d Nummer 2 sind die gesamten Umsatzerlöse, die die juristische Person oder Personenvereinigung in dem der Tat vorausgegangenen Geschäftsjahr erzielt hat. Jahreseinkommen im Sinne des Absatzes 2d Nummer 1 ist das Einkommen, das die natürliche Person in dem der Tat vorausgegangenen Kalenderjahr erzielt hat. Die Höhe des Gesamtumsatzes und die Höhe des Jahreseinkommens können geschätzt werden.“

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

78. In § 95a Absatz 1 und § 95b Nummer 2 werden jeweils nach der Angabe „§ 95“ die Wörter „Absatz 1b oder“ gestrichen.

79. § 111b Absatz 1 wird wie folgt geändert:

    a) In Satz 1 wird das Wort „Versorgungsnetz“ wird durch die Wörter „Strom- oder Gasversorgungsnetz“ ersetzt und werden die Wörter „Energie sowie die Messung der Energie“ werden durch die Wörter „Elektrizität oder Gas sowie deren Messung“ ersetzt.

    b) In Satz 4 wird das Wort „Versorgungsnetz“ wird durch die Wörter „Strom- oder Gasversorgungsnetz“ und werden die Wörter „Elektrizität oder Gas sowie deren Messung“ ersetzt.

80. § 111c wird wie folgt geändert:

    a) In Absatz 1 Satz 1 wird das Wort „Energieversorgungsnetzes“ durch die Wörter „Strom- oder Gasversorgungsnetzes“ ersetzt.

    b) In Absatz 3 werden nach dem Wort „über“ das Wort „anhängige“ gestrichen und nach dem Wort „Schlichtungs-“ die Wörter „und Missbrauchsverfahren“ durch die Wörter „, Missbrauchs- und Aufsichtsverfahren“ ersetzt.

81. § 111e wird wie folgt geändert:

    a) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

        aa) Im Satzteil vor Nummer 1 werden die Wörter „Elektrizitäts- und Gas- und Wärmewirtschaft“ durch die Wörter „Elektrizitäts-, Gas-, Wasserstoff- und Wärmewirtschaft“ ersetzt.

        bb) In Nummer 2 Buchstabe d wird das Wort „und“ durch ein Komma ersetzt.

        cc) In Nummer 3 wird der Punkt am Ende durch das Wort „und“ ersetzt.

        dd) Folgende Nummer 4 wird angefügt:

            „4. in der Wasserstoffwirtschaft insbesondere die Daten über Wasserstofferzeugungsanlagen, Wasserstoffnetze und Wasserstoffspeicheranlagen sowie über deren Betreiber.“

    b) Absatz 6 wird wie folgt gefasst:

        „(6) (weggefallen)“.

82. § 111f wird wie folgt geändert:

    a) Im Satzteil vor Nummer 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

    b) Der Nummer 2 Buchstabe b wird folgender Doppelbuchstabe ee angefügt:

        „ee) energiewirtschaftlich relevante Wasserstoffverbrauchsanlagen,“.

    c) In Nummer 6 werden im Satzteil vor Buchstabe a die Wörter „Wärmeerzeugungsanlagen, Wärmenetze, Wärmespeicher und deren Betreiber“ durch die Wörter „Wärmeerzeugungsanlagen, Wärmenetze, Wärmespeicher, Wasserstoffnetze, Wasserstofferzeugungsanlagen, Wasserstoffspeicheranlagen, Wasserstoffverbrauchsanlagen sowie deren Betreiber“ ersetzt.

83. Die §§ 114 bis 116 werden wie folgt gefasst:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

„ § 114

(weggefallen)

§ 115

(weggefallen)

§ 116

(weggefallen)“.

84. In § 117a Satz 3 wird die Angabe „§ 3 Nummer 38“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 102“ ersetzt.

85. § 118 wird wie folgt geändert:

a) Die Absätze 1 bis 3 werden wie folgt gefasst:

„(1) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz legt spätestens zum 1. Juli 2026 einen Bericht zur Evaluierung der Grundversorgung nach § 36 vor, in dem insbesondere das Verfahren zur Bestimmung des Grundversorgers nach § 36 Absatz 2 und mögliche alternative Verfahren untersucht werden.

(2) Solange und soweit die Bundesregierung von der Verordnungsermächtigung in § 11 Absatz 3 Satz 1 und 2 bezüglich der Regelung von Haftungsfragen keinen Gebrauch gemacht hat, sind § 5 der Gasnetzzugangsverordnung in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung und § 25a der Stromnetzzugangsverordnung in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung bei Störungen der Netznutzung weiterhin anzuwenden.

(3) Der Betreiber eines Wasserstofftransportnetzes, der eine Zertifizierung nach den Vorgaben von Artikel 71 der Richtlinie 2024/1788 des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG (ABl. L 2024/1788, 15. 7.2024) erhalten will, kann bereits vor der Umsetzung der unionsrechtlichen Vorgaben dieser Richtlinie bei der Bundesnetzagentur einen entsprechenden Antrag auf Einleitung eines Zertifizierungsverfahrens stellen.“

b) Absatz 20 wird wie folgt gefasst:

„(20) (weggefallen)“.

c) Absatz 24 wird wie folgt gefasst:

„(24) (weggefallen)“.

d) Die Absätze 26 und 27 werden wie folgt gefasst:

„(26) (weggefallen)

(27) (weggefallen)“.

e) Die Absätze 29 bis 31 werden wie folgt gefasst:

„(29) (weggefallen)

(30) (weggefallen)

(31) (weggefallen)“.

f) In Absatz 34 Satz 3 und 4 wird jeweils die Angabe „2024“ durch die Angabe „2026“ ersetzt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

g) In Absatz 42 Satz 2 wird die Angabe „§ 3 Nummer 38“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 102“ ersetzt.

h) Absatz 44 wird wie folgt gefasst:

„(44) (weggefallen)“.

i) In Absatz 46c wird die Angabe „§ 43b Absatz 2“ durch die Angabe „§ 43 Absatz 6“ ersetzt.

j) In Absatz 52 Satz 2 wird die Angabe „2024“ durch die Angabe „2026“ ersetzt.

86. Die §§ 118b und 118c werden aufgehoben.

87. § 121 wird aufgehoben.

Artikel 2

Änderung der BSI-Kritisverordnung

Anhang 1 der BSI-Kritisverordnung vom 22. April 2016 (BGBl. I S. 958), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 29. November 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 339) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Nummer 2.1 wird wie folgt geändert:

a) In Satz 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 18d“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 41“ ersetzt.

b) In Satz 2 wird die Angabe „§ 3 Nummer 17“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 36“ ersetzt.

2. In Nummer 2.2 wird die Angabe „§ 3 Nummer 32“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 93“ ersetzt.

3. In Nummer 2.3 wird die Angabe „§ 3 Nummer 32“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 93“ ersetzt.

4. In Nummer 2.5 wird die Angabe „§ 3 Nummer 37“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 101“ ersetzt.

5. In Nummer 2.8 wird die Angabe „§ 3 Nummer 19“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 43“ ersetzt.

6. In Nummer 2.10 wird die Angabe „§ 3 Nummer 19c“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 47“ ersetzt.

7. In Nummer 2.11 wird die Angabe „§ 3 Nummer 37“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 101“ ersetzt.

8. In Nummer 2.13 wird die Angabe „§ 3 Nr. 19a EnWG“ durch die Wörter „§ 3 Nummer 45 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt.

Artikel 3

Änderung der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasverminderung bei Kraftstoffen

In § 2 Absatz 1 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasverminderung bei Kraftstoffen vom 8. Dezember 2007 (BGBl. I S. 3892), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 13. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 200) geändert worden ist, wird die Angabe „§ 3 Nummer 18“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 37“ ersetzt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Artikel 4

Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes

In § 4 Absatz 2 Satz 1 des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes vom 17.Juli 2012 (BGBl. I 2024 S. 1726) das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. Dezember 2022 (BGBl. I 2022 S. 2240) geändert wurde, werden die Wörter „des § 43b Absatz 1 Nummer 2 und 3," durch die Wörter „des § 43b Absatz 3 und 5" ersetzt.

Artikel 5

Änderung des Börsengesetzes

In § 7 Absatz 1 Satz 5 des Börsengesetzes vom 16. Juli 2007 (BGBl. I S. 1330, 1351), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 11. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 354) geändert worden ist, wird die Angabe „§ 3 Nr. 14" durch die Angabe „§ 3 Nummer 29" ersetzt.

Artikel 6

Änderung des Körperschaftsteuergesetzes

In § 5 Absatz 1 Nummer 10 Satz 3 des Körperschaftsteuergesetzes in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Oktober 2002 (BGBl. I S. 4144), das zuletzt durch Artikel 18 des Gesetzes vom 27. März 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 108) geändert worden ist, wird die Angabe „§ 3 Nummer 20a" durch die Angabe „§ 3 Nummer 51" ersetzt.

Artikel 7

Änderung des Stromsteuergesetzes

In § 2 Nummer 12 des Stromsteuergesetzes vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom … [einsetzen: Datum und Fundstelle des Entwurfs eines Gesetzes zur Modernisierung und zum Bürokratieabbau im Strom- und Energiesteuerrecht, BT-Drs. 20/12351], geändert worden ist, werden die Wörter „§ 3 Nummer 24a und 24b" durch die Wörter „§ 3 Nummer 59 und 60" ersetzt.

Artikel 8

Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen

Das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 25 des Gesetzes vom 15. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 236) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 47e Absatz 1 wird wie folgt geändert:
   a) In Nummer 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 21" durch die Angabe „§ 3 Nummer 53" ersetzt.
   b) In Nummer 2 wird die Angabe „§ 3 Nummer 18" durch die Angabe „§ 3 Nummer 37" ersetzt,

c) In Nummer 3 wird die Angabe „§ 3 Nummer 15“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 30“ ersetzt.

d) In Nummer 4 werden die Wörter „§ 3 Nummer 24 und Nummer 22“ durch die Wörter „§ 3 Nummer 58 und 55“ und die Angabe „§ 3 Nummer 22“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 55“ ersetzt.

2. § 47g wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 5 wird im Satzteil vor Nummer 1 die Angabe „§ 3 Nummer 10“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 15“ ersetzt.

b) In Absatz 8 Satz 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 21“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 53“ ersetzt.

c) Absatz 9 wird wie folgt geändert:

aa) Im Satzteil vor Nummer 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 21“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 53“ ersetzt.

bb) In Nummer 5 wird die Angabe „§ 3 Nummer 15a“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 31“ ersetzt.

d) In Absatz 10 wird im Satzteil vor Nummer 1 die Angabe „§ 3 Nummer 5“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 9“ ersetzt.

e) In Absatz 11 wird im Satzteil vor Nummer 1 die Angabe „§ 3 Nummer 26a“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 66“ ersetzt.

3. In § 47i Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 und in Absatz 2 wird jeweils die Angabe „§ 3 Nummer 15a“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 31“ ersetzt.

Artikel 9

Änderung der Konzessionsabgabenverordnung

In § 1 Absatz 1 der Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist, wird die Angabe „§ 3 Nr. 18“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 37“ ersetzt.

Artikel 10

Änderung der Niederspannungsanschlussverordnung

In § 18 Absatz 3 Satz 1 bis 4 der Niederspannungsanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 19.Juli 2022 (BGBl. I S. 1214) geändert wurde, wird jeweils die Angabe „§ 3 Nr. 27“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 71“ ersetzt.

Artikel 11

Änderung der Niederdruckanschlussverordnung

In § 18 Absatz 3 Satz 1 bis 3 und 5 der Niederdruckanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S 2477), die zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 1. November 2021 (BGBl. I S. 4786) geändert worden ist, wird jeweils die Angabe „§ 3 Nr. 27“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 71“ ersetzt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Artikel 12

Änderung der Stromgrundversorgungsverordnung

Die Stromgrundversorgungsverordnung vom 26. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2391), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 14. Juni 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 192) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In der Inhaltsübersicht wird die Angabe zu § 23 gestrichen.
2. § 2 Absatz 3 wird wie folgt geändert:
   a) In Satz 6 Nummer 6 wird die Angabe „§ 19 Absatz 5“ durch die Wörter „§ 41g Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt.
   b) In Satz 7 werden die Angabe „§ 19 Absatz 5“ durch die Wörter „§ 41g Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes“ und der Punkt am Ende durch ein Komma ersetzt und die Wörter „dabei hat auf Verlangen des Kunden hat der Grundversorger das Muster der Abwendungsvereinbarung dem Kunden postalisch zu übersenden.“ angefügt.
3. § 19 wird wie folgt geändert:
   a) Die Absatzbezeichnung „(1)“ wird gestrichen.
   b) Die Absätze 2 bis 7 werden aufgehoben.
4. § 21 wird wie folgt geändert:
   a) In § 21 Satz 1 wird die Angabe „Absatz 1“ gestrichen.
   b) In § 21 Satz 2 wird die Angabe „§ 19 Absatz 2“ durch die Wörter „§ 41f Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt und werden die Wörter „§ 19 Absatz 2 Satz 2 bis 5“ durch die Wörter „§ 41f Absatz 1 Satz 2 bis 3, Absatz 2 und 3 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt.
5. § 23 wird aufgehoben.

Artikel 13

Änderung der Gasgrundversorgungsverordnung

Die Gasgrundversorgungsverordnung vom 26. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2391, 2396), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 14. Juni 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 192) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In der Inhaltsübersicht wird die Angabe zu § 23 gestrichen.
2. § 2 Absatz 3 wird wie folgt geändert:
   a) In Satz 4 Nummer 6 wird die Angabe „§ 19 Absatz 5“ durch die Wörter „§ 41g Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt.
   b) In Satz 7 wird die Angabe „§ 19 Absatz 5“ durch die Wörter „§ 41g Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes“ und der Punkt am Ende durch ein Komma ersetzt und werden die Wörter „dabei hat auf Verlangen des Kunden der Grundversorger das Muster der Abwendungsvereinbarung dem Kunden postalisch zu übersenden.“ angefügt.
3. § 19 wird wie folgt geändert:
   a) Die Absatzbezeichnung „(1)“ wird gestrichen.
   b) Die Absätze 2 bis 7 werden aufgehoben.

4. § 21 wird wie folgt geändert:
   a) In Satz 1 wird die Angabe „Absatz 1“ gestrichen.
   b) In Satz 2 wird die Angabe „§ 19 Absatz 2“ durch die Wörter „§ 41f Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt und werden die Wörter „§ 19 Absatz 2 Satz 2 bis 5“ durch die Wörter „§ 41f Absatz 1 Satz 2 bis 3, Absatz 2 und 3 des Energiewirtschaftsgesetzes“ ersetzt.
5. § 23 wird aufgehoben.

Artikel 14

Änderung der Verordnung zum Schutz von Übertragungsnetzen

In § 1 Absatz 1 Satz 1 der Verordnung zum Schutz von Übertragungsnetzen vom 6. Januar 2012 (BGBl. I S. 69), die durch Artikel 315 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist, wird die Angabe „§ 3 Nummer 10“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 15“ ersetzt.

Artikel 15

Änderung der Systemstabilitätsverordnung

Die Systemstabilitätsverordnung vom 20. Juli 2012 (BGBl. I S. 1635), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 3 Nummer 5 wird die Angabe „§ 3 Nummer 27“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 71“ ersetzt.
2. In § 21 Absatz 3 Nummer 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 30“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 81“ ersetzt.

Artikel 16

Änderung der Kapazitätsreserveverordnung

Die Kapazitätsreserveverordnung vom 28. Januar 2019 (BGBl. I S. 58), die zuletzt durch Artikel 8a des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 3 Absatz 6 Satz 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 18d“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 41“ ersetzt.
2. In § 9 Absatz 2 Nummer 3 wird die Angabe „§ 3 Nummer 26e“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 69“ ersetzt.

Artikel 17

Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz

Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690), das zuletzt durch … [Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie in den Bereichen Windenergie auf See und Stromnetze und zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes, BT-Drs. 20/11226 und 20/12145] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In der Inhaltsübersicht wird nach der Angabe zu § 36 folgende Angabe eingefügt:

   „§ 37 Vorlage- und Auskunftspflicht der Bundesnetzagentur“.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

2. In § 7 Absatz 2 Satz 4 werden die Wörter „überörtliche Tageszeitungen, die in dem Gebiet verbreitet sind, auf das sich der beantragte Trassenkorridor voraussichtlich auswirken wird“ durch die Wörter „mindestens auf eine andere Weise“ ersetzt.

3. § 9 wird wie folgt geändert:

   a) In Absatz 3 Satz 4 werden die Wörter „in örtlichen Tageszeitungen, die in dem Gebiet verbreitet sind, auf das sich das Vorhaben voraussichtlich auswirken wird“ durch die Wörter „mindestens auf eine andere Weise“ ersetzt.

   b) In Absatz 4 Satz 2 wird die Angabe „Satz 3“ durch die Angabe „Satz 4“ ersetzt.

   c) Absatz 6 wird wie folgt geändert:

      aa) In Satz 1 wird die Angabe „4“ durch die Angabe „3“ ersetzt.

      bb) Satz 3 wird aufgehoben.

4. In § 10 Absatz 2 Satz 3 werden die Wörter „in örtlichen Tageszeitungen“ durch die Wörter „mindestens auf eine andere Weise“ ersetzt und die Wörter „die in dem Bereich verbreiten sind, in dem sich das Vorhaben voraussichtlich auswirken wird“ gestrichen.

5. In § 13 Absatz 2 Satz 3 werden nach dem Wort „vorher“ die Wörter „in örtlichen Tageszeitungen, die in dem Gebiet verbreitet sind, auf das sich das Vorhaben voraussichtlich auswirken wird, und“ gestrichen und nach dem Wort „Bundesnetzagentur“ die Wörter „und mindestens auf eine andere Weise“ eingefügt.

6. In § 16 Absatz 4 wird wie folgt geändert:

   a) In Satz 1 werden die Wörter „in örtlichen Tageszeitungen, die in dem Gebiet verbreitet sind, auf das sich die Veränderungssperre voraussichtlich auswirken wird, und“ gestrichen und nach dem Wort „Bundesnetzagentur“ die Wörter „und mindestens auf eine andere Weise“ eingefügt.

   b) In Satz 2 werden die Wörter „in den örtlichen Tageszeitungen“ gestrichen.

7. In § 18 Absatz 3b Satz 3 wird die Angabe „2“ durch die Angabe „3“ und die Angabe „5“ durch die Angabe „6“ ersetzt.

8. § 22 wird wie folgt geändert:

   a) In Absatz 3 Satz 3 werden wie Wörter „in örtlichen Tageszeitungen, die in dem Gebiet verbreitet sind, auf das sich das Vorhaben voraussichtlich auswirken wird“ durch die Wörter „mindestens auf eine andere Weise“ ersetzt.

   b) Absatz 7 wird wie folgt geändert:

      aa) In Satz 1 werden nach dem Wort „Umweltverträglichkeitsprüfung“ die Wörter „oder nach § 73 Absatz 8 des Verwaltungsverfahrensgesetzes“ eingefügt und die Angabe „4“ durch die Angabe „3“ ersetzt.

      bb) Satz 3 wird aufgehoben.

9. In § 24 Absatz 2 Satz 2 werden die Wörter „in örtlichen Tageszeitungen, die in dem Gebiet, auf das sich das Vorhaben voraussichtlich auswirken wird, verbreitet sind,“ durch die Wörter „mindestens auf eine andere Weise“ ersetzt.

10. In § 35 Absatz 6 Satz 1 werden die Wörter „bei der Antragstellung“ gestrichen.

11. Nach § 36 wird folgender § 37 eingefügt:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

„ § 37

Vorlage- und Auskunftspflicht der Bundesnetzagentur

§ 99 der Verwaltungsgerichtsordnung ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass an die Stelle der obersten Aufsichtsbehörde die Bundesnetzagentur tritt.“

Artikel 18

Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes

Die Anlage des Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 16. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 239) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Nummer 10 wird wie folgt gefasst:

„10.	Höchstspannungsleitung Wolmirstedt – Helmstedt Ost – Wahle; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Wolmirstedt – Helmstedt Ost – Hattorf – Wahle – Maßnahme Wolmirstedt -Helmstedt Ost – Söllingen/Schöningen – Liebenburg/Schladen-Werla – Salzgitter	A1“.

2. Nummer 32 wird wie folgt gefasst:

„32	Höchstspannungsleitung Altheim – Bundesgrenze (AT) – Pleinting mit Abzweigen Markt Tann/Gemeinde Zeilarn – Pirach und Matzenhof – Simbach – Simbach am Inn – Burghausen/Mehring/Marktl/Haiming; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Altheim – Bundesgrenze (AT) – Maßnahme Bundesgrenze (AT) – Pleinting – Maßnahme Abzweig Markt Tann/Gemeinde Zeilarn – Pirach – Maßnahme Abzweig Matzenhof – Simbach – Maßnahme Simbach am Inn – Burghausen/Mehring/Marktl/Haiming	F F“.

3. Nummer 56 wird wie folgt gefasst:

„56	Höchstspannungsleitung Conneforde – Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Elsfleth West mit Anschluss Huntorf – Stadtbezirke West/Mitte (Bremen) – Samtgemeinde Sottrum; Drehstrom Nennspannung 380 kV	-“.

4. Nummer 73 wird wie folgt gefasst:

„73	Höchstspannungsleitung Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Fedderwarden – Sande – Conneforde; Drehstrom Nennspannung 380 kV – mit den Einzelmaßnahmen	-“.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

	– Maßnahme Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Fedderwarden – Maßnahme Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Sande – Conneforde	

5. Die Nummern 85 bis 87 werden wird wie folgt gefasst:

„85	Höchstspannungsleitung Güstrow – Wessin – Görries – Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Krümmel; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Güstrow – Wessin – Görries – Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Krümmel – Güstrow – Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land	A1, G
86	Höchstspannungsleitung Emden/Krummhörn – Bundesgrenze (NL); Drehstrom Nennspannung 380 kV	A2
87	Höchstspannungsleitungen Netzausbau und Verstärkung Berlin, Drehstrom, Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Höchstspannungsleitungen Punkt Biesdorf Süd – Wuhlheide – Thyrow – Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow – Schönefeld mit Abzweig Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow – Landesgrenze Berlin/Brandenburg – Landesgrenze Berlin/Brandenburg - Bezirk Steglitz-Zehlendorf (Berlin) - Bezirke Mitte/Friedrichshain-Kreuzberg (Berlin) – Malchow – Bezirke Mitte/Reinickendorf (Berlin) – Reuter – Reuter - Teufelsbruch	A1, G A1, F, G A1, F, G F“.

6. Nummer 93 wird wie folgt gefasst:

„93	Höchstspannungsleitung Lauchstädt – Leuna/Merseburg/Weißenfels/Braunsbedra – Pulgar; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1“.

7. Die Nummern 98 und 99 werden durch folgende Nummern 98 bis 158 ersetzt:

„98	Höchstspannungsleitung Punkt Fraulautern – Saarwellingen/Saarlouis/Dillingen (Saar); Drehstrom Nennspannung 380 kV	
99	Höchstspannungsleitung Kühmoos – Waldshut-Tiengen – Bundesgrenze (CH); Drehstrom Nennspannung 380 kV	
100	Höchstspannungsleitung Leer (Ostfriesland)/Moormerland/Nortmoor – Streumen; Gleichstrom	A1, B, E
101	Höchstspannungsleitung Dörpen West – Klostermansfeld; Gleichstrom	A1, B, E

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

102	Höchstspannungsleitung Alfstedt – Hüffenhardt; Gleichstrom	A1, B, E
103	Höchstspannungsleitung Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Oberjettingen; Gleichstrom	A1, B, E
104	Höchstspannungsleitung Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim; Gleichstrom	A1, B, E
105	Höchstspannungsleitung Wehrendorf – Ohlensehlen; Drehstrom, Nennspannung 380 kV	
106	Höchstspannungsleitung Herbertingen – Grünkraut – Punkt Neuravensburg – Obermoorweiler; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
107	Höchstspannungsleitung Audorf Süd – Kiel/Achterwehr/Flintbek/Honigsee/Quarnbek – Göhl; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Audorf Süd – Kiel/Achterwehr/Flintbek/Honigsee/Quarnbek – Maßnahme Kiel/Achterwehr/Flintbek/Honigsee/Quarnbek – Göhl	
108	Höchstspannungsleitung Vöhringen – Bundesgrenze (AT); Drehstrom Nennspannung 380 kV	
109	Höchstspannungsleitung Hanekenfähr – Merzen/Neuenkirchen; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
110	Höchstspannungsleitung Gnewitz – Lüdershagen – Brünzow/Kemnitz – Lubmin; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
111	Höchstspannungsleitung Dipperz – Großkrotzenburg; Drehstrom 380 kV	
112	Höchstspannungsleitung Großgartach – Hüffenhardt; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
113	Höchstspannungsleitung Kupferzell – Goldshöfe; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
114	Höchstspannungsleitung Bürstadt/Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein – Bürstadt – Rheinau – Hoheneck; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Bürstadt/Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein – Bürstadt – Maßnahme Bürstadt – Rheinau – Hoheneck	
115	Höchstspannungsleitung Niederlangen – Vereinigtes Königreich (Tarchon); Gleichstrom	B
116	Höchstspannungsleitung Punkt Reicheneck – Punkt Rommelsbach; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
117	Höchstspannungsleitung Emden Ost – Leer (Ostfriesland)/Moormerland/Nortmoor – Dörpen West; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen	

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

	– Maßnahme Emden Ost – Leer (Ostfriesland)/Moormerland/Nortmoor – Maßnahme Leer (Ostfriesland)/Moormerland/Nortmoor – Dörpen West	
118	Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg/Hanau– Bezirk Bornheim/Ostend (Frankfurt am Main) – Bezirk West (Frankfurt am Main) – Schwanheim (Frankfurt am Main); Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen: – Maßnahme Großkrotzenburg/Hanau – Bezirk Bornheim/Ostend (Frankfurt am Main) – Maßnahme Bezirk Bornheim/Ostend (Frankfurt am Main) – Bezirk West (Frankfurt am Main) – Bezirk West (Frankfurt am Main) – Schwanheim (Frankfurt am Main)	F
119	Höchstspannungsleitung Schwandorf – Regensburg/Wenzenbach/Zeitlarn; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
120	Höchstspannungsleitung Schwandorf – Rettenbach/Wörth an der Donau – Straubing/Kirchroth/Aiterhofen – Plattling/Otzing/Stephansposching – Pleinting; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Schwandorf – Rettenbach/Wörth an der Donau – Maßnahme Rettenbach/Wörth an der Donau – Straubing/Kirchroth/Aiterhofen – Plattling/Otzing/Stephansposching – Maßnahme Plattling/Otzing/Stephansposching – Pleinting	
121	Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg – Großkrotzenburg/Hanau; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
122	Höchstspannungsleitung Wöhrden – Pöschendorf/Hadefeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
123	Höchstspannungsleitung Landesbergen – Ohlensehlen; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
124	Höchstspannungsleitung Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek – Alfstedt; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek – Brokdorf/Wewelsfleth – Brokdorf/Wewelsfleth – Freiburg (Elbe)/Wischhafen – Freiburg (Elbe)/Wischhafen – Alfstedt	F
125	Höchstspannungsleitung Wahle – Klein Ilsede – Mehrum Nord – Algermissen – Grohnde; Drehstrom Nennspannung 380 kV	

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

126	Höchstspannungsleitung Karben – Großkrotzenburg; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
127	Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg/Hanau – Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim – Raitersaich West; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Großkrotzenburg/Hanau – Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim – Maßnahme Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim – Raitersaich West	A1
128	Höchstspannungsleitung Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid – Schwandorf; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
129	Höchstspannungsleitung Eula – Weida – Herlasgrün – Marktleuthen/Kirchenlamitz; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Eula – Weida – Herlasgrün – Maßnahme Herlasgrün – Marktleuthen/Kirchenlamitz	A1 G
130	Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg/Hanau – Frankfurt Nord – Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe – Eschborn; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Großkrotzenburg/Hanau – Frankfurt Nord – Maßnahme Frankfurt Nord – Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe – Maßnahme Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe – Eschborn	
131	Höchstspannungsleitung Raitersaich West – Vohburg an der Donau/Oberdolling/Großmehring – Sittling; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Raitersaich West – Vohburg an der Donau/Oberdolling/Großmehring – Maßnahme Vohburg an der Donau/Oberdolling/Großmehring – Sittling	
132	Höchstspannungsleitung Neufinsing – Marienberg; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
133	Höchstspannungsleitung Stadtteil Vosslapper Groden (Wilhelmshaven) – Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Stadtteile Rüstersieler Groden/Heppenser Groden (Wilhelmshaven); Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen	

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

	– Maßnahme Stadtteil Vosslapper Groden (Wilhelmshaven) – Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Maßnahme Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Stadtteile Rüstersieler Groden/Heppenser Groden (Wilhelmshaven)	
134	Höchstspannungsleitung Georgensgmünd/Röttenbach/Spalt - Nördlingen/Reimlingen/Ederheim/Riesbürg/Kirchheim am Ries/Wallerstein – Goldshöfe; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1
135	Höchstspannungsleitung Emden Ost – Emden/Krummhörn; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
136	Höchstspannungsleitung Audorf Süd – Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek – Wilster West; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Audorf Süd – Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek – Maßnahme Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek – Wilster West	
137	Höchstspannungsleitung Niederrhein – Bezirke Walsum/Hamborn (Duisburg)/Oberhausen – Walsum; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
138	Höchstspannungsleitung Limburg – Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe – Eschborn – Kriftel; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
139	Höchstspannungsleitung Vieselbach – Altenfeld – Landesgrenze Thüringen/ Bayern (Mast 77) – Münnerstadt – Grafenrheinfeld; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Vieselbach – Altenfeld – Landesgrenze Thüringen/ Bayern (Mast 77) – Maßnahme Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Münnerstadt - Grafenrheinfeld	A1
140	Höchstspannungsleitung Niederstedem – Bundesgrenze (LU); Drehstrom Nennspannung 380 kV	A2
141	Höchstspannungsleitung Bollenacker – Punkt Brühl; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
142	Höchstspannungsleitung Oberottmarshausen – Buchloe/Waal; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
143	Höchstspannungsleitung Polsum – Niederrhein – Zensenbusch – Walsum; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Polsum – Niederrhein – Maßnahme Niederrhein – Zensenbusch – Walsum	
144	Höchstspannungsleitung Weißenthurm – Punkt Metternich; Drehstrom Nennspannung 380 kV	

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

145	Höchstspannungsleitung Streumen – Großenhain - Moritzburg/Radeburg/Ottendorf-Okrilla/Stadtbezirk Klotzsche (Dresden) – Schmölln; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
146	Höchstspannungsleitung Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Perleberg; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1
147	Höchstspannungsleitung Lubmin – Iven – Altentreptow Nord – Altentreptow Süd – Gransee – Malchow); Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Lubmin – Iven – Altentreptow Nord – Altentreptow Süd – Altentreptow Süd – Gransee - Malchow	A1 G
148	Höchstspannungsleitung Wolmirstedt – Magdeburg – Förderstedt; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
149	Höchstspannungsleitung Marke – Landsberg/Wiedemar – Lauchstädt; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1
150	Höchstspannungsleitung Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
151	Höchstspannungsleitung Grabowhöfe – Jerichow/Genthin – Barby/Zerbst (Anhalt) – Marke; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1
152	Höchstspannungsleitung Delitzsch – Eula; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
153	Höchstspannungsleitung Brünzow/Kemnitz – Königreich Dänemark (Bornholm Energy Island); Gleichstrom	B
154	Höchstspannungsleitung Wanzleben-Börde/Hohe Börde – Magdeburg; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
155	Höchstspannungsleitung Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim – Höpfingen – Hüffenhardt – Großgartach; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim – Höpfingen – Maßnahme Höpfingen – Hüffenhardt – Großgartach	A1
156	Höchstspannungsleitung Großgartach – Hoheneck – Sindelfingen/Aidlingen/Böblingen/Ehningen/Gärtringen – Punkt Rommelsbach – Metzingen; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Großgartach – Hoheneck – Sindelfingen/Aidlingen/Böblingen/Ehningen/Gärtringen – Punkt Rommelsbach – Maßnahme Punkt Rommelsbach – Metzingen	
157	Höchstspannungsleitung Rheinau – Neurott – Hüffenhardt; Drehstrom Nennspannung 380 kV	

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

	mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Rheinau – Neurott – Maßnahme Neurott – Hüffenhardt	
158	Höchstspannungsleitung Oberjettingen – Bundesgrenze (CH); Gleichstrom	A2, B, E“.

Artikel 19

Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes

Das Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch … [Artikel 18 des Entwurfs eines Gesetzes zur Umsetzung der NIS-2-Richtlinie und zur Regelung wesentlicher Grundzüge des Informationssicherheitsmanagements in der Bundesverwaltung, BT-Drs. 20/13184] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Inhaltsübersicht wir die folgt geändert:
   a) Der Angabe zu § 11 wird das Wort „ Festlegungskompetenz“ angefügt.
   b) Die Angabe zu den §§ 29 und 30 wird wie folgt gefasst:
      „§ 29 Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen, Steuerungseinrichtungen und modernen Messeinrichtungen
      § 30 Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen und einer Steuerungseinrichtungen; Preisobergrenzen; Festlegungskompetenz“.
   c) Die Angabe zu § 33 wird wie folgt gefasst:
      „§ 33 Anpassungen, Aufhebungen oder Neufestlegungen bei Preisobergrenzen und Vermutungstatbeständen; Festlegungskompetenzen“.
   d) Die Angabe zu § 35 wird wie folgt gefasst:
      „§ 35 Angemessenes Entgelt für Zusatzleistungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers“.
   e) Die Angabe zu § 40 wird wie folgt gefasst:
      „§ 40 Anbindungsverpflichtung Gas“.
   f) Nach der Angabe zu § 67 wird folgende Angabe eingefügt:
      „§ 67a Messwertverarbeitung zu Zwecken des Aggregationsverantwortlichen; Übermittlungspflicht; Löschung oder Anonymisierung“.
   g) Nach der Angabe zu § 77a wird folgende Angabe eingefügt:
      „§ 78 Entschädigung bei Verletzung der Messwertqualität“.
2. § 2 Satz 1 wird wie folgt geändert:
   a) Der Nummer 1 wird folgende Nummer 1 vorangestellt:
      „1. Aggregationsverantwortlicher: jeder Marktakteur, dem durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes die Aufgabe der Aggregation von viertelstündigen Werten oder von Profilwerten zu Summenzeitreihen zugewiesen worden ist,“.
   b) Die bisherige Nummer 1 wird Nummer 1a.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

3. § 3 wird wie folgt geändert:

   a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

      aa) Satz 3 wird wie folgt gefasst:

      „Schuldner der nach § 7 Absatz 1 Satz 1 festzulegenden Entgelte sind nach Maßgabe der §§ 29, 30, 32 und 36 Absatz 2 und jeweils in Höhe ihrer dort festgelegten Anteile der Anschlussnetzbetreiber und der Anschlussnutzer oder der Anschlussnehmer."

      bb) Satz 6 wird wie folgt gefasst:

      „Der grundzuständige Messstellenbetreiber ist in keinem Fall berechtigt, für die Erbringung der Standardleistungen nach § 34 Absatz 1 mehr als die in § 30 jeweils genannten Höchstentgelte und für die Erbringung von Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 mehr als die angemessenen Zusatzentgelte nach § 35 Absatz 1 vom jeweiligen Entgeltschuldner zu verlangen, dabei sind für den nach den §§ 5 oder 6 beauftragten Dritten gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber die Vorgaben des § 36 Absatz 2 anzuwenden."

   b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

      „(2) Der Messstellenbetrieb umfasst folgende Aufgaben:

      1. Einbau, Betrieb und Wartung der Messstelle und ihrer Messeinrichtungen und Messsysteme sowie in den gesetzlich vorgesehenen Fällen ihrer Steuerungseinrichtungen, Gewährleistung einer mess- und eichrechtskonformen Messung entnommener, verbrauchter und eingespeister Energie einschließlich der Messwertaufbereitung und form- und fristgerechter Datenübertragung nach Maßgabe dieses Gesetzes sowie Standard- und Zusatzleistungen nach § 34,

      2. technischer Betrieb der Messstelle und ihrer Steuerungseinrichtungen nach den Maßgaben dieses Gesetzes einschließlich der form- und fristgerechten Datenübertragung auch zur Steuerung nach Maßgabe dieses Gesetzes,

      3. Erfüllung weiterer Anforderungen, die sich aus diesem Gesetz, aus den auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen oder aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur ergeben."

   c) In Absatz 3 werden nach dem Wort „oder" die Wörter „beauftragten technischen Einrichtungen einschließlich" gestrichen.

4. Dem § 5 Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

   „Bei einem Messstellenbetrieb mit intelligenten Messsystemen oder mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen kann das Auswahlrecht nach Satz 1 frühestens nach Ablauf von zwei Jahren ab Ausstattung der Messstelle ausgeübt werden. Sonstige Rechtsvorschriften, insbesondere zur nicht oder nicht vertragsgemäßen Leistung durch den Messstellenbetreiber, bleiben unberührt."

5. § 6 wird wie folgt geändert:

   a) Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

      „(1) Statt des Anschlussnutzers kann der Anschlussnehmer einen Messstellenbetreiber auswählen, wenn dieser verbindlich anbietet,

      1. mindestens alle Zählpunkte der Liegenschaft für Elektrizität mit intelligenten Messsystemen auszustatten,

      2. auf Anforderung des Anschlussnehmers neben dem Messstellenbetrieb der Sparte Elektrizität mindestens einen zusätzlichen Messstellenbetrieb der Sparten Gas, Wasser, Fernwärme oder Heizwärme über das Smart-Meter-Gateway zu bündeln (Bündelangebot) und

      3. für die Ausstattung von Zählpunkten der Sparte Elektrizität die maßgeblichen Höchstentgelte nach § 30 einzuhalten sowie in den Fällen nach Nummer 2 den gebündelten Messstellenbetrieb für jeden betroffenen Anschlussnutzer der Liegenschaft ohne Mehrkosten im Vergleich zur Summe der Kosten für den bisherigen getrennten Messstellenbetrieb durchzuführen einschließlich der

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Abrechnungsdienstleistungen nach der Verordnung über Heizkostenabrechnung, soweit das Bündelangebot den Messstellenbetrieb für die Sparte Heizwärme erfasst.“

b) Die Absätze 5 und 6 werden durch folgenden Absatz 5 ersetzt:

„(5) Anschlussnutzer haben das Recht, vom Anschlussnehmer alle zwei Jahre, bei ausgeübtem gebündeltem Messstellenbetrieb alle fünf Jahre, die Einholung von zwei verschiedenen Angeboten nach Absatz 1 Nummer 1 oder Absatz 1 Nummer 1 und 2 zu verlangen. Die Angebote müssen für die Anschlussnutzer verständlich sein und eine Prognose bezüglich der Kosten der Anschlussnutzer vor und nach der Ausübung des Bestimmungsrechts enthalten.“

6. § 7 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 2 wird nach dem Wort „Preisobergrenzen“ das Wort „, Vermutungstatbeständen“ eingefügt.

b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Nach diesem Gesetz zulässige Entgelte für den Messstellenbetrieb mit intelligenten Messsystemen und etwaigen Steuerungseinrichtungen sowie für Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 und 3, deren Schuldner der Anschlussnetzbetreiber nach Maßgabe von § 3 Absatz 1 Satz 3 bis 6 ist, können unter Beachtung der §§ 30, 31, 33 Absatz 1 Nummer 1 und 35 bei den Entgelten für den Netzzugang des Betreibers von Energieversorgungsnetzen nach den §§ 21 und 21a des Energiewirtschaftsgesetzes und bei der Genehmigung der Entgelte des Betreibers von Energieversorgungsnetzen nach § 23a des Energiewirtschaftsgesetzes berücksichtigt werden. Die Abrechnung der Netznutzung verbleibt beim Netzbetreiber und ist Bestandteil der Netzentgelte, dabei wird ein Abrechnungsentgelt nicht erhoben.“

7. In § 8 Absatz 1 werden die Wörter „beauftragten technischen Einrichtungen einschließlich“ durch die Wörter „sowie, soweit erforderlich von,“ ersetzt.

8. § 11 wird wie folgt geändert:

a) Der Überschrift wird das Wort „; Festlegungskompetenz“ angefügt.

b) Folgender Absatz 6 wird angefügt:

„(6) Besondere finanzielle Belastungen im Zusammenhang mit dem Auffangmessstellenbetrieb kann die Bundesnetzagentur im Rahmen von Festlegungen nach § 33 Absatz 1 Nummer 2 sowie nach § 21 Absatz 3 Satz 4 Nummer 3 Buchstabe h und i des Energiewirtschaftsgesetzes berücksichtigen.“

9. § 19 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Zur Datenverarbeitung energiewirtschaftlich relevanter Mess- und Steuerungsvorgänge dürfen ausschließlich solche technischen Systeme und Bestandteile eingesetzt werden, die den Anforderungen der §§ 21 und 22 genügen. Energiewirtschaftlich relevante Mess- und Steuerungsvorgänge sind abrechnungs-, bilanzierungs- oder netzrelevante Standardleistungen nach § 34 Absatz 1 Nummer 1, 2, 5 bis 7, 8 Buchstabe a und b und 9 sowie Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 5, 6 und 8. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium des Innern und für Heimat durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates Regelungen zum Schutz der Verlässlichkeit von außerhalb der Messeinrichtung aufbereiteten Daten im Sinne von Absatz 3 Satz 2 einschließlich Anforderungen für die Ausgestaltung von eigenen Weitverkehrsnetzanbindungen von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen, Anlagen zur Speicherung von Energie sowie Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz aufzustellen.“

b) In Absatz 5 Satz 1 werden die Wörter „und Absatz 2 Nummer 4“ gestrichen.

10. Dem § 20 wird folgender Absatz 3 angefügt:

„(3) Ab dem 1. Januar 2028 ist Absatz 1 entsprechend für neue Messeinrichtungen für Wasserstoff anzuwenden.“

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

11. § 25 Absatz 1 Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Der Smart-Meter-Gateway-Administrator muss einen zuverlässigen technischen Betrieb des intelligenten Messsystems und die Konfiguration von Smart-Meter-Gateways und Steuerungseinrichtungen sowie diesbezügliche Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 und 3 gewährleisten und organisatorisch sicherstellen und ist zu diesem Zweck für die Installation, Inbetriebnahme, Konfiguration, Administration, Überwachung und Wartung des Smart-Meter-Gateways und der informationstechnischen Anbindung von Messgeräten und von anderen an das Smart-Meter-Gateway angebundenen technischen Einrichtungen verantwortlich.“

12. In § 27 Absatz 1 Satz 5 wird nach den Wörtern „unterstützt nach Möglichkeit Standardisierungsvorhaben“ das Wort „insbesondere“ eingefügt.

13. § 29 wird wie folgt geändert:

a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„ § 29

Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen, Steuerungseinrichtungen und modernen Messeinrichtungen“.

b) Die Absätze 1 und 2 werden wie folgt gefasst:

„(1) Der grundzuständige Messstellenbetreiber hat, soweit dies nach § 30 wirtschaftlich vertretbar ist, Messstellen an ortsfesten Zählpunkten zu den in § 45 genannten Zeitpunkten wie folgt auszustatten:

1. mit intelligenten Messsystemen bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6 000 Kilowattstunden sowie
2. mit intelligenten Messystemen und einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt
   a) bei Letztverbrauchern, mit denen eine Vereinbarung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes besteht,
   b) bei Betreibern von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 2 Kilowatt, soweit dies erforderlich ist, um jeweils bis zum Ablauf der gesetzlichen Zieljahre Anlagen zu den nach § 45 Absatz 1 gebotenen Anteilen an der installierten Leistung auszustatten.

(2) Ein grundzuständiger Messstellenbetreiber kann, soweit dies nach § 30 wirtschaftlich vertretbar ist, Messstellen an ortsfesten Zählpunkten in allen nicht von Absatz 1 genannten Fällen (optionale Einbaufälle) mit intelligenten Messsystemen ausstatten.“

c) Absatz 5 wird wie folgt gefasst:

„(5) Die Ausstattungspflicht nach Absatz 1 Nummer 2 ist im Hinblick auf die Steuerungseinrichtung nicht für Anlagen anzuwenden, wenn der Anlagenbetreiber

1. am Verknüpfungspunkt seiner Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung dauerhaft auf 0 Prozent der installierten Leistung begrenzt und
2. der Anlagenbetreiber gegenüber dem grundzuständigen Messstellenbetreiber in Textform erklärt hat, sicherzustellen, dass seine Anlage dauerhaft keinen Strom in die Elektrizitätsversorgungsnetze einspeist.

Der Anlagenbetreiber kann die Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung nach Satz 1 Nummer 1 frühestens vier Jahre nach Zugang der Erklärung nach Satz 1 Nummer 2 und nur nach Zugang einer Mitteilung über die beabsichtigte Aufhebung an den grundzuständigen Messstellenbetreiber aufheben. Ab der Ausstattung der Messstelle mit einer Steuerungseinrichtung nach Absatz 1 Nummer 2 kann das Recht des Anlagenbetreibers nach Satz 1 frühestens nach vier Jahren wieder ausgeübt werden; bis dahin ist weder der Anschlussnehmer noch der Anschlussnutzer berechtigt, die Ausstattung der Messstelle mit einer Steuerungseinrichtung nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 nachträglich wieder abzuändern oder abändern zu lassen.“

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

14. § 30 wird wie folgt gefasst:

„ § 30

Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen; Preisobergrenzen; Festlegungskompetenz

(1) Die Ausstattung einer Messstelle mit einem intelligenten Messsystem nach § 29 Absatz 1 Nummer 1 ist für die Zeit ab dem 1. Januar 2025 wirtschaftlich vertretbar, wenn vom grundzuständigen Messstellenbetreiber

1. an Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch von über 100 000 Kilowattstunden oder an Messstellen an Zählpunkten von Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 Kilowatt für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt ein angemessenes jährliches Entgelt erhoben wird, wovon in Rechnung gestellt werden:
   a) dem Anschlussnetzbetreiber nicht mehr als 80 Euro brutto jährlich sowie
   b) dem Anschlussnutzer der nach Abzug des Anteils des Anschlussnetzbetreibers nach Buchstabe a verbleibende Teil,
2. an Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch über 50 000 Kilowattstunden bis einschließlich 100 000 Kilowattstunden oder an Messstellen an Zählpunkten von Anlagen mit einer installierten Leistung über 25 Kilowatt bis einschließlich 100 Kilowatt für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt insgesamt brutto jährlich nicht mehr als 220 Euro in Rechnung gestellt werden, davon nicht mehr als
   a) 80 Euro brutto jährlich dem Anschlussnetzbetreiber sowie
   b) 140 Euro brutto jährlich dem Anschlussnutzer,
3. an Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch über 20 000 Kilowattstunden bis einschließlich 50 000 Kilowattstunden oder an Messstellen an Zählpunkten von Anlagen mit einer installierten Leistung über 15 Kilowatt bis einschließlich 25 Kilowatt für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt insgesamt brutto jährlich nicht mehr als 190 Euro in Rechnung gestellt werden, davon nicht mehr als
   a) 80 Euro brutto jährlich dem Anschlussnetzbetreiber sowie
   b) 110 Euro brutto jährlich dem Anschlussnutzer,
4. an Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch über 10 000 Kilowattstunden bis einschließlich 20 000 Kilowattstunden, an Messstellen an Zählpunkten mit einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung, über die eine Vereinbarung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes besteht oder an Messstellen an Zählpunkten von Anlagen mit einer installierten Leistung über 2 Kilowatt bis einschließlich 15 Kilowatt für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt insgesamt brutto jährlich nicht mehr als 130 Euro in Rechnung gestellt werden, davon nicht mehr als
   a) 80 Euro brutto jährlich dem Anschlussnetzbetreiber sowie
   b) 50 Euro brutto jährlich dem Anschlussnutzer,
5. an Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch über 6 000 Kilowattstunden bis einschließlich 10 000 Kilowattstunden für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt insgesamt brutto jährlich nicht mehr als 120 Euro in Rechnung gestellt werden, davon nicht mehr als
   a) 80 Euro brutto jährlich dem Anschlussnetzbetreiber sowie
   b) 40 Euro brutto jährlich dem Anschlussnutzer.

(2) Die Ausstattung einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen und einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 ist wirtschaftlich vertretbar, wenn vom

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

grundzuständigen Messstellenbetreiber für den Messstellenbetrieb nicht mehr als die folgenden Beträge in Rechnung gestellt werden:

1. dem Anschlussnutzer und dem Anschlussnetzbetreiber für jeden mit intelligenten Messsystemen auszustattenden Zählpunkt nicht mehr als die nach den Absätzen 1 und 5 zulässigen Preisobergrenzen sowie
2. zusätzlich zu dem Betrag nach Nummer 1 dem Anschlussnehmer und dem Anschlussnetzbetreiber jeweils nicht mehr als 50 Euro brutto jährlich für Einbau und Betrieb einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt.

(3) Die optionale Ausstattung einer Messstelle mit einem intelligenten Messsystem nach § 29 Absatz 2 ist für die Zeit ab dem 1. Januar 2025 wirtschaftlich vertretbar, wenn vom grundzuständigen Messstellenbetreiber brutto jährlich nicht mehr als 60 Euro in Rechnung gestellt werden, davon nicht mehr als

1. 30 Euro dem Anschlussnetzbetreiber sowie
2. 30 Euro dem Anschlussnutzer.

(4) Zur Bemessung des Jahresstromverbrauchs an einem Zählpunkt nach den Absätzen 1 und 3 ist der Durchschnittswert der jeweils letzten drei erfassten Jahresverbrauchswerte maßgeblich. Solange noch keine drei Jahreswerte nach Satz 1 vorliegen, erfolgt eine Zuordnung zur Verbrauchsgruppe entsprechend der Jahresverbrauchsprognose des Netzbetreibers. Der grundzuständige Messstellenbetreiber hat den Durchschnittswert nach Satz 1 jährlich zu überprüfen und, soweit erforderlich, das für den Messstellenbetrieb nach den vorstehenden Absätzen in Rechnung zu stellende Entgelt anzupassen.

(5) Wird bei einem Anschlussnutzer ein Zählpunkt von mehr als einem Anwendungsfall des Absatzes 1 oder des Absatzes 3 erfasst, so sind für die Zeit ab dem 1. Januar 2025 die Vorgaben des Absatzes 1 beziehungsweise des Absatzes 3 mit der Maßgabe anzuwenden, dass dem Anschlussnutzer und dem Anschlussnetzbetreiber für den Messstellenbetrieb des mit einem intelligenten Messsystem ausgestatteten Zählpunkts maximal die höchste einschlägige fallbezogene Preisobergrenze und dem Anschlussnutzer und Anschlussnetzbetreiber nicht mehr als die individuelle Preisobergrenze in Rechnung gestellt werden darf; dabei ist zur Bestimmung der jeweiligen fallbezogenen Preisobergrenzen die Summe des dem Anschlussnetzbetreiber und dem Anschlussnutzer jeweils brutto jährlich höchstens in Rechnung zu stellenden Betrags maßgeblich.

(6) Sobald die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 33 erlassen hat, sind die dort festgesetzten Preisobergrenzen anstelle der in den Absätzen 1 bis 3 geregelten Preisobergrenzen anzuwenden.“

15. § 31 wird wie folgt geändert:
    a) In Absatz 1 Satz 1 wird die Angabe „ab 2025“ durch die Wörter „bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025“ ersetzt.
    b) In Absatz 2 werden nach den Wörtern „finden die“ die Wörter „Preisobergrenzen nach den“ gestrichen.
16. § 32 wird wie folgt geändert:
    a) In Absatz 1 Satz 1 wird die Angabe „20 Euro“ durch die Angabe „25 Euro“ ersetzt.
    b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

    „(2) Sobald die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 33 erlassen hat, sind die dort festgesetzten Preisobergrenzen anstelle der in Absatz 1 Satz 1 geregelten Preisobergrenze anzuwenden.“
17. § 33 wird wie folgt geändert:
    a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

„ § 33

Anpassungen, Aufhebungen oder Neufestlegungen bei Preisobergrenzen und Vermutungstatbeständen; Festlegungskompetenzen“.

b) Die Absätze 1 und 2 werden wie folgt gefasst:

(1) „ Die Bundesnetzagentur wird ermächtigt, durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes

(2) einzelne oder alle Preisobergrenzen nach den §§ 30 und 32 und einzelne oder alle Vermutungstatbestände nach § 35 anzupassen, aufzuheben oder neue Preisobergrenzen oder Vermutungstatbestände festzulegen;

(3) Regelungen zu treffen zur Ermittlung besonderer Kostenbelastungen einzelner Auffangmessstellenbetreiber oder einer Gruppe von Auffangmessstellenbetreibern, insbesondere auch im Zusammenhang mit der sofortigen Einsetzung eines Auffangmessstellenbetreibers nach § 12 Absatz 2g des Energiewirtschaftsgesetzes sowie mit der Übernahme des Notbetriebs nach § 11 Absatz 2 oder des Übergangs der Grundzuständigkeit nach § 11 Absatz 4, und zur Methodik, wie diese besonderen Kostenbelastungen bundesweit im Rahmen der Entgelte für den Messstellenbetrieb und den besonderen Regelungen für Netzentgelte nach § 12 Absatz 3 Nummer 3 Buchstabe h und i des Energiewirtschaftsgesetzes verteilt werden können.

(4) Soweit möglich, berücksichtigt die Bundesnetzagentur bei ihren Festlegungen nach Absatz 1 die Analysen und Berichte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz nach § 48 Absatz 1.“

18. Die §§ 34 und 35 werden wie folgt gefasst:

„ § 34

Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetreibers

(1) Beim Messstellenbetrieb nach § 3 mit intelligenten Messsystemen und, soweit gesetzlich vorgesehen, mit intelligenten Messsystemen und einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt sind folgende Leistungen Standardleistungen:

1. die in § 60 benannten Prozesse und die standardmäßig erforderliche Datenkommunikation einschließlich
   a) soweit nach § 60 Absatz 2 in Verbindung mit § 75 Nummer 4 festgelegt, der Plausibilisierung und Ersatzwertbildung,
   b) der Umsetzung von Vorgaben zur datenschutzgerechten Ausgestaltung der Zählerstandsgangmessung durch Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 47 Absatz 2 Nummer 13,
2. die Übermittlung der nach den §§ 61 und 62 erforderlichen Informationen an eine Anwendung auf mobilen Endgeräten, eine Anwendung in einem Online-Portal, welches einen geschützten individuellen Zugang ermöglicht, oder an eine lokale Anzeigeeinheit,
3. die Bereitstellung der Informationen über das Potenzial intelligenter Messsysteme im Hinblick auf die Handhabung der Ablesung und die Überwachung des Energieverbrauchs sowie eine Softwarelösung, die Anwendungsinformationen zum intelligenten Messsystem, zu Stromsparhinweisen und Stromsparanwendungen nach dem Stand von Wissenschaft und Technik enthält, Ausstattungsmerkmale und Beispielanwendungen beschreibt und Anleitungen zu deren Befolgung gibt,
4. nach Maßgabe der §§ 56 und 64 die Erhebung von viertelstundengenauen Netzzustandsdaten und deren tägliche Übermittlung an den Netzbetreiber über das Smart-Meter-Gateway,

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

5. der Einbau und Betrieb einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt einschließlich, soweit erforderlich, ihrer informationstechnischen Anbindung an ein Smart-Meter-Gateway und an zum Ausstattungszeitpunkt vorhandene zu steuernde Einrichtungen, insbesondere Energiemanagementsysteme, Anlagen oder steuerbare Verbrauchseinrichtungen, sowie der Konfiguration und Parametrierung des Smart-Meter-Gateways und der Steuerungseinrichtung,
6. zur Steuerung von Verbrauchseinrichtungen und Netzanschlüssen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes
   a) die für die Vorgabe eines minimalen oder maximalen Wirkleistungsbezugs am Netzanschluss oder an steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach Maßgabe von Festlegungen der Bundesnetzagentur zu § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes notwendige Datenkommunikation über das Smart-Meter-Gateway und eine daran angebundene Steuerungseinrichtung,
   b) über Buchstabe a hinausgehende erforderliche Maßnahmen zur netzorientierten Steuerung nach Maßgabe von Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes,
7. die für die Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs nach § 13a des Energiewirtschaftsgesetzes notwendige Datenkommunikation über das Smart-Meter-Gateway und eine daran angebundene Steuerungseinrichtung,
8. die notwendige Datenkommunikation über das Smart-Meter-Gateway und eine daran angebunden Steuerungseinrichtung
   a) für die Direktvermarktung von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz,
   b) für die marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleitungen nach § 14c des Energiewirtschaftsgesetzes und
   c) für die Vorgabe eines minimalen oder maximalen Wirkleistungsbezugs durch einen vom Anschlussnutzer oder Anschlussnehmer beauftragten Dritten sowie
9. die Erfüllung weiterer sich aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach den §§ 47 und 75 ergebender Pflichten, insbesondere zur Geschäftsprozessen, Datenformaten, Abrechnungsprozessen, Verträgen oder zur Bilanzierung.

(2) Zum Messstellenbetrieb gehören auch die diskriminierungsfrei anzubietenden Leistungen des Messstellenbetreibers, die über die Standardleistungen nach Absatz 1 hinausgehen (Zusatzleistungen). Energieversorgungsunternehmen, Direktvermarktungsunternehmer, Letztverbraucher, Anschlussbegehrende nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, Anlagenbetreiber und Anschlussnehmer können für sich oder ihre Kunden folgende Zusatzleistungen vom Messstellenbetreiber verlangen:

1. ab dem 1. Januar 2025 die vorzeitige Ausstattung von Messstellen an Zählpunkten der Sparte Elektrizität mit einem intelligenten Messsystem innerhalb von vier Monaten ab Beauftragung, auch an nicht von § 29 Absatz 1 oder Absatz 2 erfassten Messstellen, insbesondere an nicht bilanzierungsrelevanten Unterzählpunkten innerhalb von Kundenanlagen im Sinne des § 3 Nummer 59 und 60 des Energiewirtschaftsgesetzes, ab dem 1. Juli 2026 auch an Zählpunkten der Sparte Gas innerhalb von vier Monaten ab Beauftragung,
2. die zusätzliche Ausstattung von Messstellen mit Steuerungseinrichtungen, soweit erforderlich, ihre informationstechnische Anbindung an ein Smart-Meter-Gateway und an vorhandene zu steuernde Einrichtungen, insbesondere Energiemanagementsysteme, sowie die Konfiguration und Parametrierung von Smart-Meter-Gateway und Steuerungseinrichtungen,
3. die Übermittlung von abrechnungsrelevanten Messdaten aus dem Submetering-System der Liegenschaft nach der Heizkostenverordnung über das Smart-Meter-Gateway,
4. die notwendige informationstechnische Anbindung von Hauptmesseinrichtungen einer weiteren Sparte im Sinne des § 6 Absatz 1 Nummer 2 an ein Smart-Meter-Gateway einschließlich der täglichen Übermittlung von abrechnungsrelevanten Messdaten,

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

5. ab dem 1. Januar 2028 die für die Teilnahme am Regelenergiemarkt notwendige Datenkommunikation über das Smart-Meter-Gateway einschließlich der notwendigen informationstechnischen Anbindung an das Smart-Meter-Gateway,
6. nach Maßgabe der §§ 56 und 64 die Erhebung und die minütliche Übermittlung von Netzzustandsdaten an den Netzbetreiber über das Smart-Meter-Gateway an bis zu 25 Prozent der vom Messstellenbetreiber in dem jeweiligen Netzgebiet mit intelligenten Messsystemen ausgestatteten Netzanschlüssen,
7. die Bereitstellung und den technischen Betrieb des Smart-Meter-Gateways, seiner Schnittstellen und Kanäle für Auftragsdienstleistungen des Anschlussnutzers oder des Anschlussnehmers und Mehrwertdienste,
8. nach Maßgabe einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 47 Absatz 3 Nummer 2 die schwarzfallrobuste Ausführung der Ausstattung von Messstellen mit Mess- und Steuerungseinrichtungen und in den Fällen der Nummer 5 und 6 sowie des Absatzes 1 Nummer 1, 4 bis 9 jeweils die Abwicklung der notwendigen Datenkommunikation über eine unterbrechungsfreie, schwarzfallfeste, dedizierte Weitverkehrskommunikationsverbindung,
9. bei nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestatteten Messstellen die Ausstattung der Messstelle mit erforderlichen technischen Einrichtungen zur Ermöglichung einer Tarifierung bezogener elektrischer Energie in mindestens zwei Tarifstufen,
10. die tägliche Übermittlung aller nach § 55 Absatz 1, 3 und 4 an einer Messstelle erhobenen und nach § 60 aufbereiteten Messwerte an weitere vom Anschlussnutzer oder Anlagenbetreiber beauftragte Dritte im Rahmen der elektronischen Marktkommunikation nach den Festlegungen der Bundesnetzagentur.

Messstellenbetreiber können dem Anspruchsteller die Bereitstellung von Zusatzleistungen nach Satz 2 nur so lange und insoweit verweigern, wie die Bereitstellung von Zusatzleistungen aus technischen Gründen nicht möglich ist oder die Messstellenbetreiber nach § 31 Absatz 1 von der Erbringung der Leistung befreit sind. Grundzuständige Messstellenbetreiber können die vorzeitige Ausstattung mit intelligenten Messsystemen nach Satz 2 Nummer 1 vorübergehend zurückstellen, soweit und solange hierdurch die Erfüllung der Ausstattungsverpflichtungen nach § 45 nicht gefährdet ist, dabei bleibt Satz 3 unberührt. Die Gründe für die Verweigerung nach Satz 3 oder die Zurückstellung eines Auftrags nach Satz 4 sind nachvollziehbar in Textform zu begründen. Im Fall der Zurückstellung nach Satz 4 hat der Messstellenbetreiber darüber hinaus einen genauen und verbindlichen Zeitplan für die Bearbeitung des Auftrags mitzuteilen.

(3) Messstellenbetreiber können nach eigenem Ermessen weitere Zusatzleistungen anbieten, insbesondere

1. das über Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 und 3 hinausgehende Energiemanagement von regelbaren Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen,
2. die Erhebung von Zustandsdaten der Netze anderer Sparten und
3. die Ausstattung von Messstellen mit Strom- und Spannungswandlern und deren anschließenden Betrieb.

§ 35

Angemessenes Entgelt für Zusatzleistungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers

(1) Der grundzuständige Messstellenbetreiber darf für seine Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 und 3 zuzüglich zu den in § 30 genannten Entgelten ein zusätzliches angemessenes Entgelt erheben. Die Angemessenheit des zusätzlichen Entgelts wird hinsichtlich der nachfolgend genannten Zusatzleistungen ab dem 1. Januar 2025 vermutet, wenn jeweils nicht mehr als die folgenden Höchstbeträge brutto in Rechnung gestellt werden:

1. für die vorzeitige Ausstattung von Messstellen an Zählpunkten der Sparte Elektrizität mit einem intelligenten Messsystem nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 nicht mehr als einmalig 100 Euro sowie bei optionalen Einbaufällen nach § 30 Absatz 3 ein laufendes Zusatzentgelt von nicht mehr als 30 Euro

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

jährlich; bei nicht von § 29 Absatz 1 oder Absatz 2 erfassten Messstellen darf zusätzlich ein jährliches Entgelt erhoben werden, das die Preisobergrenzen einhält, welche in entsprechender Anwendung von § 30 für den jeweiligen Unterzählpunkt anzuwenden sein würden,

2. für Leistungen nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 10 nicht mehr als jeweils 30 Euro jährlich.

(2) Das angemessene Entgelt nach Absatz 1 darf keine Kosten enthalten, die beim grundzuständigen Messstellenbetreiber in Erfüllung der Pflichten nach den §§ 29 bis 32 ohnehin anfallen würden.

(3) Sobald die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 33 erlassen hat, sind die dort festgesetzten Höchstbeträge anstelle der in Absatz 1 Satz 2 geregelten Vermutungsregelungen anzuwenden.“

19. § 36 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 Satz 2 wird das Wort „Preisobergrenzen“ durch das Wort „Vermutungstatbestände“ ersetzt.

b) In Absatz 3 werden nach den Wörtern „einem intelligenten Messsystem“ die Wörter „, einer Steuerungseinrichtung“ eingefügt und werden nach den Wörtern „nach § 19 Absatz 3 oder“ die Wörter „die Anbindung seiner Erzeugungsanlagen oder“ gestrichen.

20. § 37 wird wie folgt geändert:

a) Dem Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Preisangaben für Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 sind mindestens alle zwei Jahre zu überprüfen und erforderlichenfalls anzupassen.“

b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Spätestens sechs Wochen vor der Ausstattung der Messstelle ist der betroffenen Anschlussnutzer, Anschlussnehmer, Anlagenbetreiber sowie Messstellenbetreiber zu informieren und auf die Möglichkeit zur freien Wahl eines Messstellenbetreibers nach den §§ 5 und 6 sowie auf die Mindestvertragslaufzeit von zwei Jahren bei Ausstattung der Messstelle mit einem intelligenten Messsystem nach § 5 Absatz 1 Satz 2 hinzuweisen.“

21. § 40 wird wie folgt gefasst:

„ § 40

Anbindungsverpflichtung von Messeinrichtungen für Gas

Neue Messeinrichtungen für Gas im Sinne von § 20 sind bei registrierender Leistungsmessung spätestens ab dem Jahr 2028 an vorhanden Smart-Meter-Gateways anzubinden, im Übrigen ab dem Zeitpunkt, zu dem die Anbindung technisch möglich ist und dem jeweiligen Anschlussnutzer durch die Anbindung keine Mehrkosten entstehen.“

22. § 45 wird wie folgt gefasst:

„ § 45

Ausstattungsverpflichtungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers

(1) Der grundzuständige Messstellenbetreiber erfüllt seine Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1, wenn er

1. bei Anlagenbetreibern in den Fällen nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 spätestens ab dem Jahr 2028 mit der erforderlichen Ausstattung beginnt und

a) die bis zum Ablauf des 31. Dezember 2028 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der im Zeitraum vom 1. Oktober 2027 bis zum Ablauf des 30. September 2028 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung erfassen,

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

b) die im Zeitraum bis zum Ablauf des 31. Dezember 2030 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der im Zeitraum vom 1. Oktober 2028 bis zum Ablauf des 30. September 2030 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung erfassen und

c) die bis zum Ablauf des 31. Dezember 2032 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der insgesamt installierten Leistung erfassen,

2. bei Anlagenbetreibern in den nicht von Nummer 1 erfassten Fällen nach § 30 Absatz 1 spätestens ab dem Jahr 2025 mit der erforderlichen Ausstattung beginnt und

a) die bis zum Ablauf des 31. Dezember 2026 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der im Zeitraum vom … [einsetzen: Datum des Tags des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] bis zum Ablauf des 30. September 2026 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung erfassen,

b) die bis zum Ablauf des 31. Dezember 2028 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der im Zeitraum vom 1. Oktober 2026 bis zum Ablauf des 30. September 2028 sowie mindestens 50 Prozent der im Zeitraum vom 1. Januar 2018 bis zum Ablauf des … [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] neu in Betrieb genommenen installierten Leistung erfassen,

c) die bis zum Ablauf des 31. Dezember 2030 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der im Zeitraum vom 1. Oktober 2028 bis zum Ablauf des 30. September 2030 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung erfassen und

d) die bis zum Ablauf des 31. Dezember 2032 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der insgesamt installierten Leistung erfassen,

3. bei Letztverbrauchern in den Fällen nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 spätestens ab dem Jahr 2028 mit der erforderlichen Ausstattung beginnt und diese

a) im Zeitraum bis zum Ablauf des 31. Dezember 2028 für mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum je Einbaufallgruppe neu auszustattenden Messstellen,

b) im Zeitraum bis zum Ablauf des 31. Dezember 2030 für mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum je Einbaufallgruppe neu auszustattenden Messstellen und

c) bis zum Ablauf des 31. Dezember 2032 bei mindestens 90 Prozent aller insgesamt auszustattenden Messstellen abgeschlossen hat,

4. bei Letztverbrauchern in den nicht von Nummer 3 erfassten Fällen nach § 30 Absatz 1 und 2 jeweils spätestens ab dem 1. Januar 2025 mit der erforderlichen Ausstattung beginnt und diese

a) bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 bei mindestens 20 Prozent aller insgesamt auszustattenden Messstellen,

b) im Zeitraum vom … [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] bis zum Ablauf des 31. Dezember 2026 für mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum neu auszustattenden Messstellen,

c) im Zeitraum vom 1. Januar 2027 bis zum Ablauf des 31. Dezember 2028 für mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum neu auszustattenden Messstellen,

d) im Zeitraum vom 1. Januar 2029 bis zum Ablauf des 31. Dezember 2030 für mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum neu auszustattenden Messstellen und

e) bis zum Ablauf des 31. Dezember 2032 bei mindestens 90 Prozent aller insgesamt auszustattenden Messstellen abgeschlossen hat.

Die Zahl der nach § 29 Absatz 1 in Verbindung mit Satz 1 Nummer 1 Buchstabe c, und Nummer 2 Buchstabe d, Nummer 3 Buchstabe c und Nummer 4 Buchstabe e auszustattenden Messstellen errechnet sich aus der Gesamtanzahl der von der Grundzuständigkeit im Netzgebiet erfassten Messstellen. Übernimmt ein Unternehmen nach § 41 Absatz 1 die Grundzuständigkeit für mehrere Netzgebiete, so ist ab diesem Zeitpunkt für

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

die Erfüllung der Ausstattungsverpflichtungen nach Satz 1 die Gesamtzahl der Messstellen in allen von der Grundzuständigkeit erfassten Netzgebieten maßgeblich. In dem zahlenmäßigen Umfang, wie nach § 29 Absatz 3 oder nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 eine Ausstattung von Messstellen der Sparte Elektrizität mit intelligenten Messsystemen erfolgt, reduziert sich die Zahl der nach § 29 Absatz 1 auszustattenden Messstellen.

(2) Kommt der grundzuständige Messstellenbetreiber seinen Verpflichtungen nach § 29 Absatz 1 nicht nach, so kann die Bundesnetzagentur Maßnahmen nach § 76 anordnen. § 12 Absatz 2g des Energiewirtschaftsgesetzes bleibt unberührt.

(3) Bei der Erfüllung ihrer Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 haben sich grundzuständige Messstellenbetreiber regelmäßig mit den für ihr Netzgebiet zuständigen Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen und Betreibern von Übertragungsnetzen abzustimmen und deren netzbetriebliche Anforderungen angemessen zu berücksichtigen. Grundzuständige Messstellenbetreiber können mit den in Satz 1 genannten Netzbetreibern verbindliche Vereinbarungen über die Umsetzung ihrer Ausstattungsverpflichtungen abschließen. Vereinbarungen nach Satz 2 können insbesondere Regelungen über die zeitliche oder örtliche Priorisierung von Einbaufällen sowie über Ausstattungspflichten des grundzuständigen Messstellenbetreibers treffen, welche über die Verpflichtungen nach § 29 Absatz 1 oder die in Absatz 1 genannten Vorgaben hinausgehen. Soweit Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 33 Absatz 1 dies vorsehen, können Vereinbarungen nach Satz 2 zudem von § 30 abweichende Messentgelte der Netzbetreiber und entsprechend höhere Gesamtpreisobergrenzen vorsehen.

(4) Die Bundesnetzagentur veröffentlicht auf ihrer Internetseite regelmäßig unternehmensindividuelle sowie aggregierte Kennzahlen zum Fortschritt der jeweiligen Verpflichteten in Bezug auf die zu erreichenden Ausstattungsziele nach Absatz 1, einschließlich, soweit erforderlich, etwaiger darin enthaltener Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse. Die Bundesnetzagentur darf die zur Veröffentlichung nach Satz 1 erhobenen Daten auch für den Bericht nach § 77 verwenden.“

23. § 47 wird wie folgt gefasst:

„ § 47

Festlegungen der Bundesnetzagentur

(1) Die Bundesnetzagentur kann unter Beachtung der mess-, eich- und datenschutzrechtlichen Vorgaben sowie der Schutzprofile und Technischen Richtlinien nach § 22 Absatz 2 Entscheidungen durch Festlegungen nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen

1. im Einvernehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik zur Gewährleistung der Fernsteuerbarkeit nach § 21 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe c und zur Gewährleistung der Abrufbarkeit nach § 21 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe d,
2. zur zeitnahen Übermittlung von Netzzustandsdaten nach § 21 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe e,
3. im Einvernehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik zur Konkretisierung der Anforderungen an die Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Kommunikationstechnik nach § 21 Absatz 1 Nummer 3 insbesondere zur Anpassung an neue technologische und marktliche Entwicklungen,
4. zum maximalen Eigenstromverbrauch nach § 21 Absatz 1 Nummer 5,
5. zur Konkretisierung der Anforderungen an die Übermittlung von Stammdaten angeschlossener Anlagen in § 21 Absatz 1 Nummer 6,
6. zum Inhalt und zur Durchführung der Rahmenverträge nach § 25 Absatz 3 Satz 3.

(2) Zur bundesweiten Vereinheitlichung der Bedingungen für den Messstellenbetrieb kann die Bundesnetzagentur Entscheidungen durch Festlegungen nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

1. zu allgemeinen Anforderungen an den Messstellenbetrieb nach § 3,
2. zu den näheren Anforderungen an die Erfüllung der Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung aus § 3 Absatz 4,
3. zu den Inhalten von Messstellenverträgen und Messstellenrahmenverträgen nach den §§ 9 und 10, insbesondere auch zu den bei einem Wechsel des Messstellenbetreibers einzuhaltenden Fristen,
4. zur Ausgestaltung der Verwaltungspflicht des grundzuständigen Messstellenbetreibers und zur besonderen Rolle des Auffangmessstellenbetreibers nach § 11,
5. zur Durchführung des Wechsels des Messstellenbetreibers auf Veranlassung des Anschlussnutzers oder des Anschlussnehmers nach den §§ 5, 6, 9, 10 und 39,
6. zur Durchführung und Ausgestaltung kombinierter Verträge nach § 9 Absatz 2 und von Rahmenverträgen nach § 9 Absatz 4,
7. zu Geschäftsprozessen, die bundesweit zur Förderung einer größtmöglichen und sicheren Automatisierung einzuhalten sind,
8. zur Bestimmung des Übergangszeitraumes und des angemessenen Entgelts im Zusammenhang mit der Regelung des § 17 zum Wechsel des Anschlussnutzers,
9. zu Regelungen im Zusammenhang mit dem Ausfall des Messstellenbetreibers nach § 18,
10. zu den Rechten des Netzbetreibers aus § 12 und seinen Pflichten aus § 13,
11. zur Sicherstellung der einheitlichen Anwendung der Regelungen in den §§ 29 bis 38,
12. zu den Voraussetzungen, unter denen Betreiber von Übertragungsnetzen nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 auch die Ausstattung von Netzübergaben zwischen Netzbetreibern in ihrer jeweiligen Regelzone mit intelligenten Messsystemen verlangen können, einschließlich der Kostenverteilung,
13. im Benehmen mit der oder dem Bundesbeauftragten für den Datenschutz und die Informationsfreiheit zur datenschutzgerechten weiteren Ausgestaltung des Verfahrens der Zählerstandsgangmessung, einschließlich Vorgaben zur Löschung, Pseudonymisierung und Depseudonymisierung oder Anonymisierung von Messwerten, und zur standardmäßigen Vorgabe der Zählerstandsgangmessung als nicht auf einen Einzelzählpunkt bezogenes Bilanzierungsverfahren für Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch unterhalb von 10 000 Kilowattstunden und
14. zu bundesweit einheitlichen und abschließenden technischen Mindestanforderungen an den Messstellenbetrieb nach § 8 Absatz 2.

(3) Die Bundesnetzagentur kann zum Zweck der Gewährleistung einer sicheren energiewirtschaftlichen Datenkommunikation als Grundlage für eine sichere Energieversorgung durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes Regelungen treffen

1. im Einvernehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik Regelungen zu energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuerungsvorgängen treffen, einschließlich Regelungen zur Erweiterung, näheren Bestimmung oder Beschränkung des Kataloges nach § 19 Absatz 2 Satz 2;
2. zur schwarzfallrobusten Digitalisierung der Energiewende, wobei bei der Festlegung der Netzwiederaufbauplan der Betreiber von Übertragungsnetzen nach der Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (ABl. L 312 vom 28.11.2017, S. 54; ABl. L 31 vom 1.2.2019, S. 108) sowie der zugehörige Maßnahmenkatalog der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung zum Netzwiederaufbau nach Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe c sowie Artikel 23 Absatz 4 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2017/2196 in der jeweils geltenden Fassung zu berücksichtigen sind, und dabei insbesondere
   a) im Benehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik festlegen, dass Netzbetreiber bei allen oder bestimmten Messstellen mit Smart-Meter-Gateways bei Messstellenbetreibern als Zusatzleistung nach § 34 Absatz 2 Nummer 11 die schwarzfallrobuste Ausführung der

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Ausstattung von Messstellen mit Mess- und Steuerungseinrichtungen nach diesem Gesetz beauftragen müssen,

b) im Benehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik bestimmen, dass schwarzfallrobuste Messstellen im Sinne des Buchstaben a mit Smart-Meter-Gateways auszustatten sind, die neben einer üblicherweise verwendeten Weitverkehrskommunikationsverbindung über eine unterbrechungsfreie, schwarzfallfeste, dedizierte Weitverkehrskommunikationsverbindung dauerhaft betrieben werden können,

c) in Einvernehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik regeln, welche energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuerungsvorgänge nach § 19 Absatz 2 in welchen Fällen die schwarzfallfeste Kommunikationsanbindung des Smart-Meter-Gateways nutzen müssen,

d) im Einvernehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik Voraussetzungen für die schwarzfallrobuste Ausgestaltung von Messstellen benennen und dabei insbesondere technische Bedingungen vorgeben, die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen bei der Festlegung technischer Vorschriften nach § 19 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes für Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, für steuerbare Verbrauchseinrichtungen oder für Netzanschlüsse mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes für deren netzorientierte Steuerung nach einem Schwarzfall oder zur Beherrschung besonderer Netzsituationen, zu beachten haben,

e) im Einvernehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik Vorgaben machen für die Schwarzfallfestigkeit von Messstellenbetreibern und Gateway-Administratoren und der von ihnen und Netzbetreibern betriebenen informationstechnischen Systeme, insbesondere solcher Systeme, die für die Datenkommunikation nach § 52 Absatz 2 erforderlich sind und

f) besondere Kostenregelungen für den Ausbau, Betrieb und Wartung der Infrastruktur zur schwarzfallrobusten Anbindung von Messstellen nach Buchstabe a bis e zu treffen, insbesondere auch zur Methodik, wie hieraus resultierende besondere Kostenbelastungen bundesweit im Rahmen der Entgelte für den Messstellenbetrieb und den besonderen Regelungen für Netzentgelte nach § 12 Absatz 3 Nummer 3 Buchstabe h und i des Energiewirtschaftsgesetzes verteilt werden können,

3. im Einvernehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik Regelungen treffen, die zum Schutz vor einem Datenabfluss an unbefugte Dritte sowie einer Fremdkontrolle durch unbefugte Dritte erforderlich sind und dabei insbesondere

a) technische Bedingungen für informationstechnische Systeme vorgeben, die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen bei der Festlegung technischer Vorschriften nach § 19 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes zu Weitverkehrsnetzanbindungen von Anlagen einschließlich Steckersolargeräten nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes sowie von Anlagen zur Speicherung von Energie zu beachten haben,

b) in bestimmten Fällen von Smart-Meter-Gateways unabhängige Weitverkehrsnetzanbindungen vollständig zu untersagen oder die Anbindung nur über ein Smart-Meter-Gateway zu erlauben.

Dabei kann die Bundesnetzagentur auf Vorschlag des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik oder nach pflichtgemäßem Ermessen anlässlich von eigenen Erkenntnissen zu den in § 7 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 des BSI-Gesetzes genannten Sachverhalten Regelungen nach Satz 1 Nummer 3 treffen.“

24. § 48 Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(1) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz legt ab dem 30. Juni 2024 mindestens alle vier Jahre vor:

1. einen Bericht zum Rechtsrahmen und zur Entwicklung der Digitalisierung der Energiewende, auch unter Berücksichtigung der Sparten Gas und Wasserstoff,

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

2. eine Nachhaltigkeitsanalyse und -bewertung des Einbaus und der Nutzung von intelligenten Messsystemen sowie der Standardisierungsstrategie unter besonderer Berücksichtigung von Möglichkeiten zur weiteren Steigerung der Verbraucherfreundlichkeit sowie des Nutzens intelligenter Messsysteme und der Verständlichkeit von Informationen für Verbraucherinnen und Verbraucher,

3. eine Analyse zur Höhe und Ausgestaltung der Preisobergrenzen und Vermutungstatbeständen nach den §§ 30, 32 und 35 unter Berücksichtigung aller langfristigen, gesamtwirtschaftlichen und individuellen Kosten und Vorteile, einschließlich des Systemnutzens, sowie einer hierauf aufbauenden Bewertung zur Ausweitung des verpflichtenden Einbaus intelligenter Messsysteme auf über § 29 Absatz 1 hinausgehende Einbaufallgruppen oder weitere Sparten, insbesondere Gas und Wasserstoff.“

25. § 49 Absatz 2 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 6 wird das Wort „sowie“ durch ein Komma ersetzt.

b) Nach Nummer 6 wird folgende Nummer 7 eingefügt:

„7. Aggregationsverantwortliche sowie“.

c) Die bisherige Nummer 7 wird Nummer 8.

26. In § 52 Absatz 3 Satz 3 Nummer 2 Buchstabe a und b werden die Wörter „§ 66 Absatz 1 Nummer 3 und 5“ jeweils durch die Wörter „§ 66 Absatz1 Nummer 3 und 4“ ersetzt.

27. § 55 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird aufgehoben.

b) Die bisherigen Absätze 3 bis 5 werden die Absätze 2 bis 4.

c) Absatz 6 wird aufgehoben.

28. § 58 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Nummer 1 werden nach den Wörtern „der Gasnetzzugangsverordnung sind,“ die Wörter „sowie bei Letztverbrauchern mit intelligenten Messsystemen“ eingefügt.

b) In Absatz 3 wird die Angabe „§ 3 Nummer 31b“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 86“ ersetzt.

29. § 60 Absatz 3 und 4 wird wie folgt gefasst:

„(3) Zur Erfüllung seiner energiewirtschaftlichen Verpflichtungen nach Absatz 1 übermittelt der Messstellenbetreiber unter Beachtung der Anforderungen nach Absatz 2 und des § 52 Absatz 3 standardmäßig

1. dem Betreiber eines Verteilernetzes

a) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 1 für die in § 66 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Last- oder Zählerstandsgänge,

b) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 bei Zählpunkten mit registrierender Lastgangmessung für die in § 66 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Lastgänge,

c) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 bei Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 Nummer 3 und 6 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Last- oder Zählerstandsgänge,

d) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 3 bei Zählpunkten mit registrierender Lastgangmessung für die in § 66 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Lastgänge,

e) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 3 bei Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 Nummer 3, 4 und 6 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Zählerstandsgänge,

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

f) in den Fällen des § 55 Absatz 3 und 4 bei Zählpunkten mit registrierender Einspeisegangmessung oder mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Einspeise- oder Zählerstandsgänge,

g) bei Messstellen mit intelligenten Messsystemen, die nicht von den Buchstaben a bis e erfasst sind, soweit möglich, monatlich für den Vormonat in geeignet aggregierter Form die Zählerstandsgänge, andernfalls jährlich Jahresarbeitswerte;

2. dem Übertragungsnetzbetreiber und Bilanzkoordinator

a) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 1 für die in § 66 Absatz 1 und § 67 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich, die Last- oder Zählerstandsgänge,

b) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 bei Zählpunkten mit registrierender Lastgangmessung für die in § 66 Absatz 1 und § 67 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich, die Lastgänge,

c) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 bei Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 Nummer 3 und 6 sowie § 67 Absatz 1 Nummer 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich, die Zählerstandsgänge,

d) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 3 bei Zählpunkten mit registrierender Lastgangmessung für die in § 66 Absatz 1 und § 67 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich, die Lastgänge,

e) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 3 bei Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 Nummer 3, 4 und 6 sowie § 67 Absatz 1 Nummer 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich, die Zählerstandsgänge,

f) in den Fällen des § 55 Absatz 3 und 4 bei Zählpunkten mit registrierender Einspeisegangmessung oder mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 und § 67 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich, die Einspeise- oder Zählerstandsgänge,

g) bei Messstellen mit intelligenten Messsystemen, die nicht von den Buchstaben a bis f erfasst sind, soweit möglich, monatlich für den Vormonat in geeignet aggregierter Form die Zählerstandsgänge, andernfalls jährlich Jahresarbeitswerte;

3. dem Aggregationsverantwortlichen

a) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummern 1 bis 3 für die in § 67a Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag die Last- oder Zählerstandsgänge,

b) in den Fällen des § 55 Absatz 3 und 4 für die in § 67a Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag die Einspeise- oder Zählerstandsgänge,

c) in den Fällen, die nicht von den Buchstaben a und b erfasst sind, jährlich Jahresarbeitswerte;

4. dem Energielieferanten

a) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 1 und 3 für die in § 69 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag die Last- oder Zählerstandsgänge,

b) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 für die in § 69 Absatz 1 Nummer 1, 5 und 6 genannten Zwecke täglich für den Vortag die Last- oder Zählerstandsgänge,

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

c) in den Fällen des § 55 Absatz 3 und 4 bei Zählpunkten mit registrierender Einspeisegangmessung oder mit intelligenten Messsystemen für die in § 69 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag die Einspeise- oder Zählerstandsgänge,

d) bei Messstellen mit registrierender Lastgangmessung oder mit intelligenten Messsystemen, die nicht von den Buchstaben a bis c erfasst sind, soweit möglich, monatlich für den Vormonat in geeignet aggregierter Form die Last- oder Zählerstandsgänge, andernfalls jährlich Jahresarbeitswerte;

5. dem für die Aufbereitung abrechnungsrelevanter Messwerte einer Entnahme- oder Einspeisestelle zuständigen Messstellenbetreiber diejenigen Messwerte in derjenigen Auflösung und zu denjenigen Zeitpunkten, die dieser seinerseits benötigt, um seinen Verpflichtungen aus den Nummern 1 bis 3 unter Berücksichtigung der Festlegungen der Bundesnetzagentur aus § 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie aus den §§ 47 und 75 nachkommen zu können.

Außerhalb der in Satz 1 genannten Fälle dürfen Messstellenbetreiber im Rahmen von Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 und 3 Dritten anonymisierte und geeignet aggregierte Last-, Zählerstands- und Einspeisegänge zur Verfügung stellen; etwaige Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 47 Absatz 2 Nummer 13 und § 75 sind zu beachten.

(4) Bei intelligenten Messsystemen haben Messstellenbetreiber für eine entsprechende Standardkonfiguration im Sinne von Absatz 3 zu sorgen. Konkretisierungen und Einschränkungen zur Standardkonfiguration aus Absatz 3 kann die Bundesnetzagentur im Benehmen mit Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik nach § 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie nach § 75 festlegen.“

30. § 61 Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Zur Einsichtnahme nach Absatz 1 sind die Informationen standardmäßig innerhalb von 15 Minuten über eine Anwendung für mobile Endgeräte oder über eine Anwendung in einem Online-Portal des Lieferanten oder des Messstellenbetreibers, welche einen geschützten individuellen Zugang ermöglichen, zur Verfügung zu stellen. Alternativ, insbesondere sofern der Anschlussnutzer der Bereitstellung nach Satz 1 widerspricht, können die Informationen direkt vom Smart-Meter-Gateway an eine vom Messstellenbetreiber gegen ein angemessenes Einmalentgelt bereitgestellte lokale Anzeigeeinheit übermittelt werden, wobei die Informationen mindestens innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung zu stellen sind.“

31. § 62 Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Zur Einsichtnahme nach Absatz 1 sind die Informationen standardmäßig innerhalb von 15 Minuten über eine Anwendung für mobile Endgeräte oder einer Anwendung in einem Online-Portal des Lieferanten oder des Messstellenbetreibers, welche einen geschützten individuellen Zugang ermöglichen, zur Verfügung zu stellen. Alternativ, insbesondere sofern der Anschlussnutzer der Bereitstellung nach Satz 1 widerspricht, können die Informationen direkt vom Smart-Meter-Gateway an eine vom Messstellenbetreiber gegen ein angemessenes Einmalentgelt bereitgestellte lokale Anzeigeeinheit übermittelt werden, wobei die Informationen mindestens innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung zu stellen sind.“

32. § 66 Absatz 1 und 2 wird wie folgt gefasst:

„(1) Der Netzbetreiber darf erhaltene Messwerte ausschließlich verarbeiten, soweit dies für folgende Zwecke zwingend erforderlich ist:

1. zur Durchführung der Netznutzungsabrechnung,
2. zur Abwicklung der Abnahme- und Förderpflichten nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz,
3. zum sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb und zu einer optimierten Planung des Energieversorgungsnetzes sowie zur Erstellung von Last- und Einspeiseprognosen zwecks datengestützter Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Energieversorgungsnetzes,

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

4. zur netzplanerischen Berücksichtigung und netzbetrieblichen Durchführung von Maßnahmen nach den §§ 13a und 14a des Energiewirtschaftsgesetzes, insbesondere durch eine dynamische Steuerung anhand der tatsächlichen sowie der prognostizierten Netzauslastung,
5. zur Bestimmung der Konzessionsabgabe nach der Konzessionsabgabenverordnung,
6. zur effizienten Bewirtschaftung seines Differenzbilanz- und Netzverlustbilanzkreises, einschließlich Prognosen zur Vermeidung von Bilanzkreisabweichungen und zur Verbesserung von Standardlastprofilen,
7. zur Erhebung von Umlagen nach dem Energiefinanzierungsgesetz,
8. zur Überprüfung der Verpflichtungen von Netzbetreibern zur Erstellung des Gesamtberichtes nach § 12 Absatz 2a bis 2c des Energiewirtschaftsgesetzes,
9. zur Erfüllung weiterer sich aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie § 75 ergebender Pflichten.

(2) Standardmäßig übermittelt der Netzbetreiber monatlich für den Vormonat

1. dem Energielieferanten für den in § 69 Absatz 1 Nummer 5 genannten Zwecke Leistungswerte sowie Arbeitswerte von Einzelzählpunkten,
2. die zur Erfüllung weiterer, sich aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes nach § 75 ergebender Pflichten erforderlichen Daten.“

33. § 67 wird wie folgt geändert:
    a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:
        aa) Die Nummern 6 und 7 werden aufgehoben.
        bb) Die bisherigen Nummern 8 und 9 werden die Nummern 6 und 7.
        cc) Die bisherige Nummer 10 wird Nummer 8 und nach den Wörtern „der Bundesnetzagentur nach“ werden die Wörter „§ 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie nach“ eingefügt.
    b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:
        aa) Die Nummern 1 und 2 werden wie folgt gefasst:
            „1. (weggefallen)
            2. (weggefallen)“.
        bb) In Nummer 3 werden nach den Wörtern „der Bundesnetzagentur nach“ die Wörter „§ 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie“ eingefügt.
    c) In Absatz 3 Satz 2 Nummer 1 werden die Wörter „§ 66 Absatz 1 Nummer 3 und 5“ durch die Wörter „§ 66 Absatz 1 Nummer 3 und 4“ ersetzt.
34. Nach § 67 wird folgender § 67a eingefügt:

„§ 67a

Messwertverarbeitung zu Zwecken des Aggregationsverantwortlichen; Übermittlungspflicht; Löschung oder Anonymisierung

(1) Der Aggregationsverantwortliche darf erhaltene Messwerte ausschließlich verarbeiten, soweit dies für folgende Zwecke zwingend erforderlich ist:

1. Aggregation von Last- und Einspeisegängen sowie von Profilwerten von Einzelzählpunkten zum Zweck der Bilanzierung, der Bilanzkoordination, der Überwachung der Bilanzkreistreue, der ordnungsgemäßen Bilanzkreisbewirtschaftung sowie für die Einbeziehung in die Bilanzkreisabrechnung,

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

2. Erfüllung weiterer sich aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes nach § 75 ergebender Pflichten.

(2) Der Aggregationsverantwortliche übermittelt Summenzeitreihen im erforderlichen Umfang nach näherer Maßgabe einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes.

(3) Der Aggregationsverantwortliche muss personenbezogene Messwerte löschen oder im Sinne von § 52 Absatz 3 Satz 2 anonymisieren, sobald für seine Aufgabenwahrnehmung eine Speicherung personenbezogener Messwerte nicht mehr erforderlich ist. Soweit in einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 47 Absatz 2 Nummer 13 oder nach § 75 nicht etwas anderes bestimmt ist, gilt eine Speicherung im Sinne von Satz 1 fünf Jahre ab dem Schluss des Kalenderjahres, in dem der jeweilige Messwert vom Aggregationsverantwortlichen empfangen wurde, als nicht mehr erforderlich.“

35. § 68 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Nummer 3 werden nach den Wörtern „der Bundesnetzagentur nach“ die Wörter „§ 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie nach“ eingefügt.

b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) (weggefallen)“.

c) In Absatz 3 Satz 1 wird das Wort „Energielieferant“ durch das Wort „Bilanzkreisverantwortliche“ ersetzt.

36. § 69 Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 6 werden die Wörter „nach § 4 der Stromnetzzugangsverordnung“ gestrichen.

b) In Nummer 8 werden nach den Wörtern „der Bundesnetzagentur nach“ die Wörter „§ 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie nach“ eingefügt.

37. Nach § 77 wird folgender § 78 angefügt:

„ § 78

Entschädigung bei Verletzung der Messwertqualität

(1) Der Aggregationsverantwortliche hat gegenüber dem Messstellenbetreiber einen Anspruch auf Erstattung einer pauschalisierten Aufwandsentschädigung für jede Messstelle, für die der Messstellenbetreiber seinen Verpflichtungen zur vollständigen und fristgerechten Messwertübermittlung nach § 3 Absatz 2 in Verbindung mit § 60 Absatz 3 Satz 1 Nummer 3 nicht nachgekommen ist. Die Aufwandsentschädigung beträgt 1 Euro brutto je Messstelle und Kalendertag, an dem ein Last-, Einspeise- oder Zählerstandsgang unter Zugrundelegung der maßgeblichen Festlegungen der Bundesnetzagentur zur Marktkommunikation nicht, nicht fristgerecht oder nicht vollständig an den Aggregationsverantwortlichen übermittelt worden ist.

(2) Der Aggregationsverantwortliche veröffentlicht quartalsweise auf seiner Homepage die nach Absatz 1 gegenüber Messstellenbetreibern geltend gemachten Aufwandsentschädigungen.“

38. Die Anlage Nummer 3 wie folgt geändert:

a) In Buchstabe e werden die Wörter „[Veröffentlichung folgt]“ gestrichen.

b) In Buchstabe f wird die Angabe „https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109_PKI.pdf“ durch die Angabe „https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-4_PKI.pdf“ ersetzt und wird der Angabe „https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-6-Smart_Meter_Gateway_Administration.pdf“ die Angabe „https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-5_Kommunikationsadapter.pdf“ vorangestellt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Artikel 20

Änderung des Erdgas-Wärme-Soforthilfegesetzes

In § 1 Absatz 2 des Erdgas-Wärme-Soforthilfegesetzes (BGBl. I S. 2035), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 (BGBl 2023 I Nr. 202) geändert worden ist, wird die Angabe „§ 3 Nummer 25“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 64“ ersetzt.

Artikel 21

Änderung des Strompreisbremsegesetzes

Das Strompreisbremsegesetz vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512), das zuletzt durch Artikel 12a des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. I Nr. 405) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 2 wird wie folgt geändert:
   a) In Nummer 13 wird die Angabe „§ 3 Nummer 16“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 35“ ersetzt.
   b) In Nummer 14 wird die Angabe „§ 3 Nummer 2“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 6“ ersetzt.
   c) In Nummer 24 wird die Angabe „§ 3 Nummer 10a“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 16“ ersetzt.
   d) In Nummer 29 wird die Angabe „§ 3 Nummer 3“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 7“ ersetzt.
2. In § 14 Absatz 1 Satz 2 wird die Angabe „§ 3 Nummer 38“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 102“ ersetzt.

Artikel 22

Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes

In § 2 Nummer 8 des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes vom 20.12.2022, das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 (BGBL. I Nr. 202) geändert worden ist, wir die Angabe „§ 3 Nummer 25“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 64“ ersetzt.

Artikel 23

Änderung des Energiesicherungsgesetzes

Das Energiesicherungsgesetz vom 20. Dezember 1974 (BGBl. I S. 3681), das zuletzt durch … [Artikel 18 des Entwurfs eines Gesetzes zur Umsetzung der NIS-2-Richtlinie und zur Regelung wesentlicher Grundzüge des Informationssicherheitsmanagement in der Bundesverwaltung, BT-Drs. 20/13184] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 2a Absatz 2 Satz 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 26a“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 66“ ersetzt.
2. In § 24 Absatz 1 Satz 3 wird die Angabe „§ 3 Nummer 18“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 37“ ersetzt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Artikel 24

Änderung der Gassicherungsverordnung

In § 1a Absatz 2 Satz 1 der Gassicherungsverordnung vom 26. April 1982 (BGBl. I S. 517), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 31. März 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 94) geändert worden ist, wird die Angabe „§ 3 Nummer 6“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 10“ ersetzt.

Artikel 25

Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch … [einsetzen: Datum und Fundstelle der letzten Änderung] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 3 Nummer 42a wird das Wort „Stromstundenkontrakten“ durch die Wörter „Stromviertelstundenkontrakten am Day-Ahead-Markt“ ersetzt.
2. Dem § 100 werden folgende Absätze 43 bis 45 angefügt:

„(43) Für Strom aus Anlagen nach Absatz 1 sind abweichend von Absatz 1 ab dem 1. Januar 2025 § 3 Nummer 42a und Anlage 1 anstelle von § 3 Nummer 42a und Anlage 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung anzuwenden.

(44) Für den Zeitraum vom 1. Januar 2025 bis einschließlich des Tages, an dem die Strombörsen erstmalig in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, sind § 3 Nummer 42a und Anlage 1 in der am 31. Dezember 2024 geltenden Fassung anzuwenden für:

1. die Berechnung der energieträgerspezifischen Monatsmarktwerte nach Anlage 1 Nummer 3, sofern nicht ein Fall des Satz 3 vorliegt,
2. die Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber nach Anlage 1 Nummer 5.1, 5.2 und 5.4, und
3. die Mitteilung der Informationen nach Anlage 1 Nummer 6 durch die Strombörsen an die Übertragungsnetzbetreiber.

Für die Berechnung der energieträgerspezifischen Jahresmarktwerte nach Anlage 1 Nummer 4 für das Jahr 2025 ist Anlage 1 Nummer 4 für den Zeitraum bis einschließlich des Tages, an dem die Strombörsen erstmalig in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, mit folgenden Maßgaben anzuwenden:

1. als Spotmarktpreis ist für jede Viertelstunde einer Kalenderstunde der für die betreffende Kalenderstunde ermittelte durchschnittliche Strompreis in Cent pro Kilowattstunde, der sich in der Preiszone für Deutschland aus der Kopplung der Orderbücher aller Strombörsen in der vortägigen Auktion von Stromstundenkontrakten am Day-Ahead-Markt ergibt, anzusetzen, und
2. die für jede einzelne Viertelstunde der Kalenderstunde maßgebliche Strommenge wird ermittelt, indem die Menge des nach der Online-Hochrechnung nach Anlage 1 Nummer 5.1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung nach Satz 1 Nummer 2 in dieser Kalenderstunde erzeugten Stroms der jeweiligen Technologie gleichmäßig auf die Viertelstunden verteilt wird.

Fällt der Tag, an dem die Strombörsen erstmalig in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, in einem Monat auf einen anderen Tag als den Monatsersten, sind bei der Berechnung der energieträgerspezifischen Monatsmarktwerte nach

Anlage 1 Nummer 3.2 und 3.3 für diesen Monat die Maßgaben nach Satz 2 Nummer 1 und 2 für alle Kalendertage des Monats bis einschließlich des Tages, an dem die Strombörsen erstmalig in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, entsprechend anzuwenden.

(45) Um die Stunden zu ermitteln, in denen der Spotmarktpreis nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 dieses Gesetzes, nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am … [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] geltenden Fassung und nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung negativ ist, ist für den Zeitraum vom 1. Januar 2025 bis einschließlich des Tages, an dem die Strombörsen erstmalig in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, § 3 Nummer 42a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2024 geltenden Fassung anzuwenden. Sofern nach der jeweils anzuwendenden Fassung des § 51 Absatz 1 als maßgebliche Zeiteinheit Stunden, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, zugrunde zu legen sind, ist ab dem Tag, an dem die Strombörsen erstmalig in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, eine Kalenderstunde dann zu berücksichtigen, wenn das arithmetische Mittel aus den Spotmarktpreisen der Viertelstunden dieser Kalenderstunde negativ ist.“

3. Anlage 1 wird wie folgt geändert:

   a) In Nummer 3.3.2 wird das Wort „Stunde“ durch das Wort „Viertelstunde“ und wird das Wort „Stunden“ durch das Wort „Viertelstunden“ ersetzt.

   b) In Nummer 4.3.2 wird das Wort „Stunde“ durch das Wort „Viertelstunde“ und wird das Wort „Stunden“ durch das Wort „Viertelstunden“ ersetzt.

   c) In Nummer 5.1 und Nummer 5.2 Buchstabe a wird jeweils das Wort „stündlicher“ durch das Wort „viertelstündlicher“ ersetzt.

   d) Nummer 6 wird wie folgt geändert:

      aa) In Buchstabe a wird das Wort „stündlicher“ durch das Wort „viertelstündlicher“ ersetzt.

      bb) In Buchstabe b wird das Wort „Stunden“ durch das Wort „Viertelstunden“ und das Wort „Stromstundenkontrakte“ durch das Wort „Stromviertelstundenkontrakte“ ersetzt.

Artikel 26

Weitere Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 25 des Gesetzes vom … [einsetzen: Datum und Fundstelle nach Artikel 35 Absatz 2] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:

   a) Nach der Angabe zu § 8 wird folgende Angabe zu den §§ 8a bis 8g eingefügt:

      „§ 8a Informationspflichten und Kommunikation bei Netzanschlussbegehren

      § 8b Besondere Regelungen zu Netzanschlussbegehren für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4

      § 8c Besondere Regelungen zu Netzanschlussbegehren für Solaranlagen

      § 8d Besondere Regelungen zu Netzanschlussbegehren für einen gemeinsamen Anschluss mit Stromspeicher

      § 8e Reservierung von Netzanschlusskapazität

      § 8f Flexible Netzanschlussvereinbarungen

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

§ 8g Mitteilung des Einspeiseortes“.

b) Die Angabe zu § 26 wird wie folgt gefasst:

„§ 26 Abschläge, Fälligkeit und Endabrechnung“.

c) Die Angabe zu § 94 wird wie folgt gefasst:

„§ 94 Verordnungsermächtigung zu systemdienlichem Anlagenbetrieb“.

d) Die Angaben zu den §§ 99a und 99b werden gestrichen.

2. § 3 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 9 wird die Angabe „§ 3 Nummer 10d“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 20“ ersetzt.

b) In Nummer 22 wird das Wort „nicht“ durch die Wörter „weder nach den Anforderungen des § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1a errichtet worden ist noch“ ersetzt.

c) Nach Nummer 29 wird folgende Nummer 29a eingefügt:

„29a. „hochaufgeständerte Solaranlage“ jede Solaranlage, die

a) bei ausschließlich senkrecht ausgerichteten Solaranlagen insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 0,80 Metern aufgeständert ist,

b) bei im regulären Betrieb beweglichen Solaranlagen mit einer lichten Höhe der Drehachse von mindestens 2,10 Metern aufgeständert ist und in jeder Ausrichtung eine lichte Höhe der Anlage von mindestens 0,80 Metern aufweist, oder

c) sonst insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,10 Metern aufgeständert ist,“.

d) Die bisherige Nummer 29a wird Nummer 29b.

3. § 6 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 Satz 1 wird das Wort „eingespeiste“ durch das Wort „erzeugte“ ersetzt und werden die Wörter „und für die fiktive Strommenge nach Nummer 7.2 der Anlage 2“ gestrichen.

b) In Absatz 3 Satz 1 wird das Wort „eingespeiste“ durch das Wort „erzeugte“ ersetzt.

c) In Absatz 5 werden die Wörter „und für die fiktive Strommenge nach Nummer 7.2 der Anlage 2“ gestrichen.

4. § 8 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden die Wörter „; bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts sind die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten zu berücksichtigen“ gestrichen.

bb) Nach Satz 1 werden folgende Sätze eingefügt:

„Bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts sind die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten zu berücksichtigen. Kosten für Kapazitätserweiterungen nach § 17 sind hierbei nur mit dem Anteil zu berücksichtigen, der der durch die Anlage in Anspruch genommenen Kapazität im Verhältnis zur Gesamtsteigerung der Kapazität des Netzes entspricht.“

b) Dem Absatz 2 werden die folgenden Sätze angefügt:

„Dies kann auch ein Verknüpfungspunkt sein, der bereits von einer bestehenden Anlage genutzt wird, sofern der Betreiber der bestehenden Anlage der Mitnutzung zustimmt. Die Wahl nach Satz 1 oder Satz 2 kann mit dem Angebot einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 8f verbunden werden.“

c) Absatz 4 wird wie folgt gefasst:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

„(4) Die Pflicht zum Netzanschluss besteht auch dann, wenn der Netzanschluss in dem angefragten Umfang erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes nach § 12 dieses Gesetzes oder nach § 11 des Energiewirtschaftsgesetzes möglich wird, ein Netzanschluss auf Basis einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 8f jedoch bereits möglich ist und der Anlagenbetreiber der Beschränkung der maximalen Wirkleistungseinspeisung in dem für die Gewährung des Netzanschlusses erforderlichen Umfang zustimmt.“

d) Die Absätze 5 bis 7 werden aufgehoben.

5. Nach § 8 werden folgende §§ 8a bis 8g eingefügt:

„§ 8a

Informationspflichten und Kommunikation bei Netzanschlussbegehren

(1) Geht bei einem Netzbetreiber für eine Anlage ein Begehren auf Netzanschluss oder ein Begehren auf Änderung oder Erweiterung einer Anlage zur Erhöhung der installierten Leistung (Netzanschlussbegehren) ein, so hat der Netzbetreiber dem Netzanschlussbegehrenden unverzüglich einen genauen Zeitplan für die Bearbeitung des Netzanschlussbegehrens zu übermitteln. In diesem Zeitplan ist anzugeben,

1. in welchen Arbeitsschritten das Netzanschlussbegehren bearbeitet wird und
2. welche weiteren Informationen der Netzanschlussbegehrende aus seinem Verantwortungsbereich dem Netzbetreiber übermitteln muss, damit der Netzbetreiber seine Pflichten nach diesem Paragraphen erfüllen oder seine Planungen nach § 12 durchführen kann.

(2) Der Netzbetreiber muss dem Netzanschlussbegehrenden nach Eingang der erforderlichen Informationen unverzüglich, spätestens aber innerhalb von acht Wochen, mit dem Ergebnis seiner Netzverträglichkeitsprüfung Folgendes mitteilen:

1. einen Zeitplan für die unverzügliche Herstellung, Änderung oder Erweiterung des Netzanschlusses mit allen erforderlichen Arbeitsschritten, einschließlich des voraussichtlichen Zeitbedarfs für etwaige, hierfür relevante, Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen des Netzes,
2. alle Informationen, die der Netzanschlussbegehrende für die Prüfung des Verknüpfungspunktes benötigt, sowie auf Antrag die für eine Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten,
3. die Information, ob bei der Herstellung des Netzanschlusses der Anlage die Anwesenheit des Netzbetreibers erforderlich ist,
4. einen nachvollziehbaren und detaillierten Voranschlag der Kosten, die dem Anlagenbetreiber durch den Netzanschluss entstehen; dieser Kostenvoranschlag umfasst nur die Kosten, die durch die technische Herstellung des Netzanschlusses entstehen, und insbesondere nicht die Kosten für die Gestattung der Nutzung fremder Grundstücke für die Verlegung der Netzanschlussleitung,
5. die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Absatz 1 bis 2 erforderlichen Informationen.

Das Recht des Anlagenbetreibers nach § 10 Absatz 1 bleibt auch dann unberührt, wenn der Netzbetreiber den Kostenvoranschlag nach Satz 1 Nummer 4 übermittelt hat.

(3) Netzbetreiber haben die Möglichkeit zur Verfügung zu stellen, Netzanschlussbegehren und die für dessen Bearbeitung erforderlichen Informationen auch über ihre jeweilige Internetseite oder durch andere geeignete elektronische Medien zu übermitteln. Stellt ein Netzbetreiber auf seiner Internetseite ein digitales Netzanschlussportal zur Verfügung, über das ein Netzanschlussbegehren und die für dessen Bearbeitung erforderlichen Informationen übermittelt werden können, kann der Netzbetreiber ab dem 1. Januar 2027 verlangen, dass das Netzanschlussbegehren und die erforderlichen Informationen ausschließlich auf diesem Weg übermittelt werden.

(4) Für Netzanschlussbegehren, die ab dem 1. Januar 2026 bei Netzbetreibern eingehen, müssen Netzbetreiber auf ihrer jeweiligen Internetseite die folgenden allgemeinen Informationen zur Verfügung stellen:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

1. in welchen Arbeitsschritten ein Netzanschlussbegehren bearbeitet wird,
2. die Angabe, welche Informationen Netzanschlussbegehrende aus ihrem Verantwortungsbereich einem Netzanschlussbegehren der jeweiligen Anlagenart beifügen müssen, damit der Netzbetreiber seine Pflichten nach dieser Vorschrift erfüllen oder seine Planung nach § 12 durchführen kann, und
3. die Informationen über die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Absatz 1 bis 2 notwendige Ausstattung.

(5) Für Netzanschlussbegehren, die nach Ablauf des 31. Dezember 2025 bei Netzbetreibern eingehen, sind anstelle der Absätze 1 und 2 die Absätze 6 und 7 anzuwenden.

(6) Nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens hat der Netzbetreiber dem Netzanschlussbegehrenden unverzüglich eine Eingangsbestätigung zu übermitteln. Soweit die nach Absatz 4 Nummer 2 erforderlichen Informationen durch den Netzanschlussbegehrenden nicht übermittelt wurden oder zusätzliche Informationen für die Prüfung des Netzanschlussbegehrens erforderlich sind, hat der Netzbetreiber diese vollständig innerhalb von zwei Wochen nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens von dem Netzanschlussbegehrenden nachzufordern. Die Frist nach Absatz 7 Satz 1 von acht Wochen beginnt in diesem Fall erneut mit dem Eingang der nachgeforderten Informationen beim Netzbetreiber. Den Eingang der nachgeforderten Informationen hat der Netzbetreiber dem Netzanschlussbegehrenden unverzüglich zu bestätigen.

(7) Der Netzbetreiber muss dem Netzanschlussbegehrenden nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens unverzüglich, spätestens aber innerhalb von acht Wochen, mit dem Ergebnis seiner Netzverträglichkeitsprüfung Folgendes mitteilen:

1. einen Zeitplan für die unverzügliche Herstellung, die unverzügliche Änderung oder die unverzügliche Erweiterung des Netzanschlusses mit allen erforderlichen Arbeitsschritten, einschließlich des voraussichtlichen Zeitbedarfs für etwaige, hierfür relevante Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen des Netzes,
2. alle Informationen, die der Netzanschlussbegehrende für die Prüfung des Verknüpfungspunktes benötigt, sowie auf Antrag die für eine Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten,
3. die Information, ob bei der Herstellung des Netzanschlusses der Anlage die Anwesenheit des Netzbetreibers erforderlich ist,
4. einen nachvollziehbaren und detaillierten Voranschlag der Kosten, die dem Anlagenbetreiber durch den Netzanschluss entstehen; dieser Kostenvoranschlag umfasst nur die Kosten, die durch die technische Herstellung des Netzanschlusses entstehen, und insbesondere nicht die Kosten für die Gestattung der Nutzung fremder Grundstücke für die Verlegung der Netzanschlussleitung, und
5. die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Absatz 1 bis 2 erforderlichen Informationen.

Das Recht des Anlagenbetreibers nach § 10 Absatz 1 bleibt auch dann unberührt, wenn der Netzbetreiber den Kostenvoranschlag nach Satz 1 Nummer 4 übermittelt hat.

(8) Die Netzbetreiber stimmen bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 untereinander einheitliche Formate und Anforderungen an die Inhalte der nach Absatz 4 zur Verfügung zu stellenden Informationen sowie an die Mitteilung nach Absatz 6 Satz 1 ab.

§ 8b

Besondere Regelungen zu Netzanschlussbegehren für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4

(1) Für Begehren auf Netzanschluss von Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4, die nach dem …[einsetzen: Datum des Tags vor dem Inkrafttreten nach Artikel 35 Absatz 1 dieses Gesetzes] beim Netzbetreiber eingehen, sind abweichend von § 8a Absatz 1 und 2 die Bestimmungen des § 8a Absatz 6 und 7 sowie hiervon abweichend beziehungsweise ergänzend die Bestimmungen der nachfolgenden Absätze 2 und 3 anzuwenden.

(2) Netzbetreiber haben

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

1. auf ihrer Internetseite allgemeine Informationen zu den Kosten, die einem Anlagenbetreiber durch einen Netzanschluss entstehen, zur Verfügung zu stellen,
2. die Mitteilung nach § 8a Absatz 7 Satz 1 spätestens innerhalb eines Monats zu übermitteln, und
3. ihre im Fall von Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4 nur ausnahmsweise erforderliche Anwesenheit bei der Herstellung des Netzanschlusses der Anlage im Rahmen der Mitteilung nach § 8a Absatz 7 Satz 1 Nummer 3 einfach und verständlich anhand des Einzelfalls zu begründen.

(3) Anlagenbetreiber können den Anschluss von Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4 unter Einhaltung der für die Ausführung eines Netzanschlusses maßgeblichen Regelungen an dem bestehenden Verknüpfungspunkt des Grundstücks vornehmen lassen, wenn der Netzbetreiber nicht innerhalb der Frist von einem Monat nach Absatz 2 Nummer 2 die Informationen übermittelt, dass der bereits bestehende Netzanschluss technisch noch nicht als Verknüpfungspunkt geeignet ist. Der Anschluss kann ohne die Anwesenheit des Netzbetreibers vorgenommen werden

1. in den Fällen nach Satz 1 oder
2. wenn der Netzbetreiber die Informationen nach § 8a Absatz 7 Satz 1 Nummer 3 nicht innerhalb einer Frist von einem Monat nach Absatz 2 Nummer 2 übermittelt.

(4) Netzbetreiber haben bis zum 1. Januar 2025 eine möglichst weitgehende Vereinheitlichung der Formate und Anforderungen an die Inhalte der nach § 8a Absatz 4 Satz 1 bereitzustellenden Informationen, einschließlich der Informationen nach Absatz 2 Nummer 1 sowie der Mitteilung nach § 8a Absatz 6 Satz 1 vorzunehmen. § 8a Absatz 6 ist ab dem 1. Januar 2026 mit der Maßgabe anzuwenden, dass im Fall des § 8a Absatz 6 Satz 3 die nach Absatz 2 Nummer 2 abweichend geregelte Frist von einem Monat erneut zu laufen beginnt.

§ 8c

Besondere Regelungen zu Netzanschlussbegehren für Solaranlagen

(1) Ein Steckersolargerät oder mehrere Steckersolargeräte mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 2 Kilowatt und einer Wechselrichterleistung von insgesamt bis zu 800 Voltampere, die hinter der Entnahmestelle eines Letztverbrauchers betrieben werden und der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet werden, können unter Einhaltung der für die Ausführung eines Netzanschlusses maßgeblichen Regelungen angeschlossen werden. Registrierungspflichten nach der Marktstammdatenregisterverordnung bleiben unberührt. Eine zusätzliche Meldung des Anschlusses von Anlagen nach Satz 1 gegenüber dem Netzbetreiber kann nicht verlangt werden.

(2) Betreiber von einer oder mehreren Solaranlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt über 30 Kilowatt bis insgesamt höchstens 100 Kilowatt, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden, können den Anschluss dieser Anlagen unter Einhaltung der für die Ausführung eines Netzanschlusses maßgeblichen Regelungen an dem bestehenden Verknüpfungspunkt des Grundstücks vornehmen lassen, wenn

1. die unter Berücksichtigung der neuen Anlagen insgesamt installierte Leistung an diesem Verknüpfungspunkt die Kapazität des bestehenden Netzanschlusses nicht übersteigt, und
2. der Netzbetreiber nicht innerhalb der in § 8a Absatz 2 Satz 1 oder, ab dem 1. Januar 2026, der in § 8a Absatz 6 Satz 1 geregelten Frist von acht Wochen die Information übermittelt, dass der bereits bestehende Netzanschluss technisch noch nicht als Verknüpfungspunkt geeignet ist.

Im Fall des Satzes 1 gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Verknüpfungspunkt. Der Anschluss kann im Fall des Satzes 1 ohne die Anwesenheit des Netzbetreibers vorgenommen werden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

§ 8d

Besondere Regelungen zu Netzanschlussbegehren für einen gemeinsamen Anschluss mit Stromspeichern

Die §§ 8a bis 8cb sind entsprechend auch auf den Netzanschluss von Stromspeichern anzuwenden, sofern diese Stromspeicher gemeinsam mit einer Anlage am gleichen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen werden sollen und das Netzanschlussbegehren gemeinsam gestellt wird.

§ 8e

Reservierung von Netzanschlusskapazität

(1) Geht bei einem Netzbetreiber ein Netzanschlussbegehren für eine Anlage mit einer installierten Leistung von mindestens 135 Kilowatt im Elektrizitätsverteilernetz ein, so hat er die entsprechende Netzanschlusskapazität nach den nach Absatz 2 entwickelten und von der Bundesnetzagentur nach Absatz 3 bestätigten Vorgaben zu reservieren. Hierzu ist an dem nach § 8 ermittelten Netzverknüpfungspunkt bis zum Ablauf der Reservierungsdauer die im Rahmen der Mitteilung nach § 8a Absatz 6 Satz 1 zugesagte Netzanschlusskapazität verbindlich für die Anlage des Netzanschlussbegehrenden vorzuhalten (Reservierung von Netzanschlusskapazität). Die Reservierungsdauer ist auf einzelne, jeweils aufeinanderfolgende Zeiträume zu befristen (Reservierungsabschnitte). Die Reservierung von Netzanschlusskapazität ist an den Projektfortschritt in Bezug auf die Anlage, für die Netzanschlusskapazität reserviert werden soll, zu binden.

(2) Die Netzbetreiber haben unter angemessener Berücksichtigung der Belange von Netzanschlussbegehrenden gemeinsame, objektive, transparente und diskriminierungsfreie Vorgaben für die Reservierung von Netzanschlusskapazität nach Absatz 1 zu entwickeln. Hierbei sind, differenziert nach Art der Anlage, insbesondere Vorgaben zu treffen

1. zur Dauer der Reservierungsabschnitte, wobei ein Abschnitt jeweils auf eine Dauer zwischen sechs Monaten und zwei Jahren zu befristen ist,
2. zu den geeigneten Nachweisen des Netzanschlussbegehrenden zum Projektfortschritt in Bezug auf seine Anlage, die beim Netzbetreiber einzureichen sind
   a) für die Erlangung einer Reservierung sowie
   b) für Verlängerungen der Reservierung in weiteren Reservierungsabschnitten,
3. zu den Besonderheiten für Anlagen, die zur Ermittlung des anzulegenden Wertes an Ausschreibungen teilnehmen müssen, und
4. zur Erneuerung von Reservierungen, die bereits nach individuellen Bedingungen der Netzbetreiber bestehen, wobei der jeweilige Projektfortschritt in Bezug auf die Anlage zu berücksichtigen ist.

Verbände, deren satzungsmäßiger Aufgabenbereich von den Vorgaben im Sinne von Satz 1 betroffen ist, sind angemessen an der Entwicklung der Vorgaben nach Satz 1 zu beteiligen.

(3) Die von den Netzbetreibern nach Absatz 2 Satz 2 erarbeiteten Vorgaben sind der Bundesnetzagentur bis spätestens zum Ablauf des … [einsetzen: Datum desjenigen Tages des neunten auf den Monat des Inkrafttretens nach Artikel 35 Absatz 1 dieses Gesetzes folgenden Kalendermonats, dessen Zahl mit der des Tages des Inkrafttretens übereinstimmt, oder, wenn es einen solchen Kalendertag nicht gibt, Datum des ersten Tages des darauffolgenden Kalendermonats] zur Bestätigung vorzulegen. Die Bundesnetzagentur bestätigt die Vorgaben oder verlangt Änderungen. Verlangt die Bundesnetzagentur Änderungen, so haben die Netzbetreiber diese innerhalb von bis zu zwei Monaten umzusetzen und die Vorgaben der Bundesnetzagentur erneut zur Bestätigung vorzulegen. Die Bundesnetzagentur kann Vorgaben zu Form und Frist für das Verfahren nach den Sätzen 1 bis Satz 3 machen. Die Bestätigung der Vorgaben durch die Bundesnetzagentur hat jedoch bis spätestens zum …[einsetzen: Datum desjenigen Tages des achtzehnten auf den Monat des Inkrafttretens nach Artikel 35 Absatz 1 dieses Gesetzes folgenden Kalendermonats, dessen Zahl mit der des

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Tages des Inkrafttretens übereinstimmt, oder, wenn es einen solchen Kalendertag nicht gibt, Datum des ersten Tages des darauffolgenden Kalendermonats] zu erfolgen.

(4) Der Netzanschlussbegehrende hat die Nachweise nach Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 zum Projektfortschritt für die Reservierung des ersten Reservierungsabschnitts bereits dem Netzanschlussbegehren als Informationen nach § 8a Absatz 4 Nummer 2 beizufügen. Die Reservierung für den ersten Reservierungsabschnitt hat durch den Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes mit Mitteilung des ermittelten Verknüpfungspunkts nach § 8a Absatz 6 Satz 1 zu erfolgen. Soweit der Netzanschlussbegehrende die Errichtung und den Netzanschluss der Anlage, für die eine Reservierung erfolgt ist, nicht weiterverfolgt, hat er dies dem Netzbetreiber unverzüglich mitzuteilen.

(5) Netzbetreiber sind verpflichtet, spätestens ab dem … [einsetzen: Angabe des Tages und Monates des Inkrafttretens nach Artikel 35 Absatz 1 dieses Gesetzes sowie die Jahreszahl des zweiten auf das Inkrafttreten folgenden Jahres] eine Reservierung von Netzanschlusskapazität nach Absatz 1 Satz 1 für Netzanschlussbegehren, die ab diesem Zeitpunkt bei ihnen eingehen, vorzunehmen. Für Netzanschlussbegehren, die vor dem in Satz 1 bestimmten Zeitpunkt eingegangen sind, gelten die bis dahin durch den Netzbetreiber individuell aufgestellten Bedingungen einer Reservierung von Netzanschlusskapazität für die Dauer von bis zu einem Jahr nach dem in Satz 1 bestimmten Zeitpunkt fort. Danach ist die Reservierung nach Maßgabe der in Absatz 2 Satz 2 Nummer 4 genannten Vorgaben zu erneuern.

§ 8f

Flexible Netzanschlussvereinbarungen

(1) Der Netzbetreiber und der Anlagenbetreiber können eine anschlussseitige Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung in das Netz vereinbaren (flexible Netzanschlussvereinbarung). Die Einhaltung der Wirkleistungsbegrenzung ist durch den Anlagenbetreiber jederzeit durch geeignete technische Maßnahmen sicherzustellen. Die Wirkleistungsbegrenzung kann auch auf einzelne Zeitfenster beschränkt sein und in ihrer Höhe je Zeitfenster variieren.

(2) In der flexiblen Netzanschlussvereinbarung sind insbesondere Regelungen zu treffen

1. zur Höhe der anschlussseitig begrenzten maximalen Wirkleistungseinspeisung,
2. zu Zeitfenstern mit unterschiedlich hoch begrenzten maximalen Wirkleistungseinspeisungen, sofern dies ermöglicht werden soll,
3. zur Dauer der anschlussseitigen Begrenzung sowie zu den anschließend geltenden Regelungen, sofern die Begrenzung nicht dauerhaft vorgesehen ist,
4. zur Sicherstellung der technischen Anforderungen an die Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung,
5. zur Haftung des Anlagenbetreibers bei Überschreitung der maximalen Wirkleistungseinspeisung und
6. zum Einverständnis anderer Anlagenbetreiber oder Betreiber von Stromspeichern, sofern über denselben Netzverknüpfungspunkt Anlagen oder Stromspeicher anderer Betreiber bereits angeschlossen sind oder zeitgleich angeschlossen werden sollen.

Im Fall des Satzes 1 Nummer 6 sind ergänzende Regelungen zu treffen zur gemeinsamen Verantwortung der Anlagenbetreiber oder Betreiber von Stromspeichern für die Einhaltung der Regelungen sowie zu einer gesamtschuldnerischen Haftung nach Satz 1 Nummer 5.

(3) Liegt der technisch und wirtschaftlich günstigste Verknüpfungspunkt, der im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, nach § 8 Absatz 1 Satz 1 zweite Alternative nicht an der Stelle mit der in der Luftlinie kürzesten Entfernung zum Standort der Anlage nach § 8 Absatz 1 Satz 1 erste Alternative, so hat der Netzbetreiber für diesen Punkt die grundsätzliche Möglichkeit des Abschlusses einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung zu prüfen und dem Anlagenbetreiber das Ergebnis dieser Prüfung gemeinsam mit dem Ergebnis seiner Netzverträglichkeitsprüfung mitzuteilen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

§ 8g

Mitteilung des Einspeiseortes

Der Netzbetreiber teilt dem Anschlussbegehrenden innerhalb von vier Wochen, nachdem sich der Netzbetreiber und der Anschlussbegehrende auf einen Verknüpfungspunkt geeinigt haben, alphanumerische Bezeichnungen des vereinbarten Ortes der Messung, der Entnahme und der Einspeisung von Energie mit.“

6. § 9 wird wie folgt geändert:

a) Die Absätze 1 bis 2 werden durch folgende Absätze 1 bis 2a wie folgt ersetzt:

„(1) Betreiber von Anlagen oder KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 2 Kilowatt haben den ordnungsgemäßen technischen Zustand der Anlage und der elektrischen Anlage hinter der Hausanschlusssicherung sicherzustellen, so dass

1. der Messstellenbetreiber seine Verpflichtungen zum Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach den §§ 3, 29 und 45 des Messstellenbetriebsgesetzes erfüllen kann und
2. Netzbetreiber oder andere Berechtigte jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung bei Anlagen und KWK-Anlagen, die Strom in das Netz einspeisen, vollständig oder, sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht, stufenweise oder stufenweise ferngesteuert regeln können.

Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.

(2) Bis zum Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes und der erstmalig erfolgreichen Testung der Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber über diese neu eingebaute Technik sowie unbeschadet weiterer Vorgaben im Zusammenhang zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes müssen Betreiber von

1. Anlagen oder KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung ab 100 Kilowatt sicherstellen, dass die Anlagen mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren kann,
2. Anlagen oder KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung ab 25 Kilowatt und weniger als 100 Kilowatt
   a) sicherstellen, dass Anlagen mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren kann, und
   b) soweit es sich um Anlagen handelt, die der Einspeisevergütung oder dem Mieterstromzuschlag nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 oder Nummer 3 zugeordnet sind, am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 50 Prozent der installierten Leistung begrenzen, oder
3. Anlagen, die der Einspeisevergütung oder dem Mieterstromzuschlag nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 oder Nummer 3 zugeordnet sind, oder KWK-Anlagen jeweils mit einer installierten Leistung von mehr als 2 Kilowatt und weniger als 25 Kilowatt am Verknüpfungspunkt der Anlagen mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 50 Prozent der installierten Leistung begrenzen.

Die Pflicht nach Satz 1 kann bei mehreren Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen und über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, auch mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung erfüllt werden, wenn hiermit die jeweilige Pflicht nach Satz 1 für die Gesamtheit der Anlagen erfüllt werden kann. Der Netzbetreiber hat die Testung auf Ansteuerbarkeit nach Satz

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

1 spätestens im Rahmen der nächsten, auf den Einbau des intelligenten Messsystems und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufung der Ist-Einspeisung vorzunehmen.

(2a) Nach dem Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes hat der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber bis zu einer nach Absatz 2 Satz 1 erfolgreich durchgeführten Testung zum Ausgleich der entstehenden Aufwendungen für den Weiterbetrieb von technischen Einrichtungen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 und 2 ab dem 1. Januar 2028 für jedes angefangene Jahr einen Betrag von 100 Euro brutto zu zahlen. Die Zahlungspflicht entfällt, wenn der Netzbetreiber eine erfolglose Testung nach Satz 1 nicht zu vertreten hat.“

b) In Absatz 4 wird die Angabe „§ 95 Nummer 2a“ durch die Wörter „§ 19 Absatz 2 Satz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes“ ersetzt.

7. Dem § 10 Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Soweit bei dem Anschluss nach Satz 1 eine elektrische Anlage hinter einer Hausanschlusssicherung im Sinne des § 13 Absatz 1 Satz 1 der Niederspannungsanschlussverordnung errichtet, erweitert, geändert oder instandgehalten wird, bleiben die dafür geltenden Anforderungen an eine Eintragung in das Installateursverzeichnis eines Netzbetreibers unberührt.“

8. § 10a wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 Satz 1 werden die Wörter „§ 8 Absatz 5a Satz 1“ durch die Wörter „§ 8c Absatz 1 Satz 1“ ersetzt.

b) In Absatz 3 Satz 1 werden die Wörter „§ 8 Absatz 5a Satz 1“ durch die Wörter „§ 8c Absatz 1 Satz 1“ ersetzt.

9. § 10b wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 Nummer 1 Buchstabe b werden nach dem Wort „Einspeiseleistung“ die Wörter „vollständig oder, sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht,“ eingefügt und werden nach den Wörtern „stufenweise oder“ die Wörter „, sobald die technische Möglichkeit besteht,“ gestrichen.

bb) In Satz 4 wird das Wort „Inbetriebnahme“ durch die Wörter „erstmalige Einspeisung“ ersetzt und werden nach dem Wort „Kalendermonats“ die Wörter „und nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Meldung des Direktvermarktungsunternehmens an den Netzbetreiber zur Übernahme der Vermarktung folgenden Kalendermonats“ eingefügt.

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden nach dem Wort „muss“ die Wörter „ab dem 1. Januar 2028 und“ eingefügt.

bb) Die Sätze 2 bis 5 werden durch folgende Sätze ersetzt:

„Sofern die Pflicht nach Absatz 1 nicht über das Smart-Meter-Gateway erfüllt wird, müssen die Anlagenbetreiber Übertragungstechniken und Übertragungswege zur Abrufung der Ist-Einspeisung und zur ferngesteuerten Regelung der Einspeiseleistung verwenden, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen und wirtschaftlich vertretbar sind. Die Einhaltung des Stands der Technik wird widerleglich vermutet, wenn die einschlägigen Standards und Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik berücksichtigt werden.“

c) Folgende Absätze 5 und 6 werden angefügt:

„(5) Die Netzbetreiber stimmen untereinander bis zum … [einsetzen: Datum des ersten Tages des dreizehnten auf die Verkündung dieses Gesetzes folgenden Kalendermonats] einheitliche, für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter einfach umsetzbare Nachweise ab, die sie zur Überprüfung der in diesem Paragraphen genannten Pflichten heranziehen. Sie stellen dabei die Massengeschäftstauglichkeit

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

der Nachweisführung sicher. Soweit die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 85 Absatz 2 Nummer 2 getroffen hat, müssen Netzbetreiber, Direktvermarkter und Anlagenbetreiber für die Nachweisführung das festgelegte Verfahren und Format nutzen.

(6) Der Direktvermarkter ist verpflichtet,

1. den Anlagenbetreiber bei Verstößen gegen die Pflichten nach diesem Paragraphen zur unverzüglichen Einhaltung aufzufordern und
2. dem Netzbetreiber mitzuteilen, wenn der Anlagenbetreiber der Aufforderung nach Nummer 1 nicht binnen vier Wochen nachgekommen ist.“

10. Dem § 10c wird folgender Satz angefügt:

„Satz 1 ist auch auf Solaranlagen anzuwenden, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen worden sind.“

11. § 11 Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) In Satz 1 wird die Angabe „des § 13“ durch die Wörter „abweichender Vorgaben in einer aufgrund des § 91 Nummer 2 erlassenen Verordnung oder in § 13“ ersetzt.

b) Folgender Satz wird angefügt:

„Besteht eine flexible Netzanschlussvereinbarung nach § 8f, so beschränkt sich die Verpflichtung nach Satz 1 auf den Anteil des Stroms, der im Rahmen der vereinbarten maximalen Wirkleistungseinspeisung erzeugt wird.“

12. § 11a Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) In Satz 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 12“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 25“ ersetzt.

b) In Satz 4 werden die Wörter „§ 8 Absatz 1 Satz 2“ durch die Wörter „§ 8 Absatz 1 Satz 4“ ersetzt.

13. § 12 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 3 Satz 2 wird durch folgende Sätze ersetzt:

„Maßnahmen nach Satz 1 gelten als wirtschaftlich zumutbar, wenn die dafür kalkulierten Kosten in Relation zu der über die Nutzungsdauer der anzuschließenden Anlage zu erwartenden Stromerzeugung den Betrag von 15 Euro pro Megawattstunde nicht überschreiten, es sei denn, die Kosten stellen für den Netzbetreiber eine unbillige Härte dar. Beruft sich der Netzbetreiber auf eine unbillige Härte, so hat er dies in jedem Einzelfall auch gegenüber der zuständigen Regulierungsbehörde darzulegen. Kosten für Kapazitätserweiterungen nach § 17 sind bei der Berechnung nach Satz 2 nur mit dem Anteil zu berücksichtigen, der der durch die Anlage in Anspruch genommenen Kapazität im Verhältnis zur Gesamtsteigerung der Kapazität des Netzes entspricht. Zum Zeitpunkt des Netzanschlussbegehrens ist der Betrag nach Satz 2 um den Zuwachs des letzten für ein ganzes Jahr verfügbaren amtlich festgestellten Erzeugerpreisindexes für Investitionsgüter gegenüber dem Jahr 2023 zu erhöhen. Sind Kapazitätserweiterungen erforderlich, deren Kosten den nach Satz 2 in Verbindung mit Satz 4 geltenden Schwellenwert übersteigen, so hat der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber die Möglichkeit zu geben, die über den Schwellenwert hinausgehenden Kosten der Kapazitätserweiterung selbst zu tragen. § 11 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes ist zur Berechnung der erwarteten Stromerzeugung entsprechend anzuwenden.“

b) Nach Absatz 3 wird folgender Absatz 4 eingefügt:

„(4) Abweichend von Absatz 3 Satz 4 sind die Kosten für die Kapazitätserweiterung in voller Höhe zu berücksichtigen, wenn die prognostizierte Einspeiseleistung nach zehn Jahren ab voraussichtlicher Fertigstellung der Kapazitätserweiterung an diesem Verknüpfungspunkt 90 Prozent der neu hinzukommenden Kapazität voraussichtlich nicht erreicht. Die Prognose der Einspeiseleistung enthält die in einem Radius von 10 Kilometern um diesen Verknüpfungspunkt in Windenergiegebieten nach § 2 Nummer 1 des Windenergieflächenbedarfsgesetzes installierbare Leistung von Windenergieanlagen und die für den Zehnjahreszeitraum des jeweils aktuellen Netzausbauplans nach § 14d des

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Energiewirtschaftsgesetzes zugrunde gelegten Prognosen der Einspeiseleistung. Ein Netzbetreiber, der keinen Netzausbauplan nach § 14d des Energiewirtschaftsgesetzes erstellt, legt die von ihm nach § 14d Absatz 9 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes an den vorgelagerten Netzbetreiber übermittelten Daten sowie darüber hinaus ihm bekannte voraussichtliche Netzanschlussbegehren in einem Zeitraum von zehn Jahren ab voraussichtlicher Fertigstellung der Kapazitätserweiterung für die Abwägung nach Satz 1 zugrunde. Berücksichtigt der Netzbetreiber die Kosten der Kapazitätserweiterung in voller Höhe, so hat er dem Anschlussbegehrenden auf Verlangen diese Prognosen der Einspeiseleistung zu übermitteln."

c) Der bisherige Absatz 4 wird Absatz 5.

14. § 19 Absatz 3 bis 3b wird durch folgende Absätze 3 bis 3c ersetzt:

„(3) Wird der Strom vor der Einspeisung in ein Netz in einem Stromspeicher zwischengespeichert, so kann der Betreiber des Stromspeichers den Anspruch nach Absatz 1 nach folgenden Maßgaben geltend machen:

1. der Ausschließlichkeitsoption nach Absatz 3a,
2. der Abgrenzungsoption nach Absatz 3b oder
3. der Pauschaloption nach Absatz 3c.

Die Höhe des Anspruchs pro eingespeister Kilowattstunde bestimmt sich in den Fällen des Satzes 1 nach der Höhe des Anspruchs, die bei einer Einspeisung ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte, dabei ist § 24 Absatz 3 entsprechend anzuwenden. Wird an einer Einspeisestelle aus mehreren Stromspeichern Strom in ein Netz eingespeist, kann der Anspruch nur einheitlich nach Maßgabe einer Option geltend gemacht werden. Die Option nach Satz 1 Nummer 1 ist für den Anspruch nach Absatz 1 Nummer 3 entsprechend anzuwenden. Die Optionen nach Satz 1 Nummer 2 und 3 sind entsprechend auf Ladepunkte für Elektromobile mit den Maßgaben anzuwenden, dass ausschließlich für die Zwecke dieses Absatzes sowie der Absätze 3b und 3c

1. Ladepunkte Stromspeichern gleichzusetzen sind,
2. der Verbrauch von über einen Ladepunkt bezogenem Strom in einem Elektromobil als in dem Ladepunkt verbraucht gilt und
3. der mit dem Elektromobil erzeugte und über den Ladepunkt in ein Netz eingespeiste Strom als in dem Ladepunkt erzeugt gilt.

(3a) Im Fall eines Stromspeichers, in dem innerhalb eines Kalenderjahres ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas zum Zweck der Zwischenspeicherung verbraucht wird, besteht der Anspruch nach Absatz 3 in Verbindung mit Absatz 1 Nummer 1 und 2 auch für den in diesem Stromspeicher erzeugten und in das Netz eingespeisten Strom (Ausschließlichkeitsoption). Der Anspruch nach Satz 1 besteht auch bei einem gemischten Einsatz mit Speichergasen.

(3b) Im Fall eines Stromspeichers, in dem nicht ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas zur Zwischenspeicherung verbraucht wird, besteht der Anspruch nach Absatz 3 in Verbindung mit Absatz 1 Nummer 1 für einen Anteil an der in diesem Stromspeicher erzeugten und in das Netz eingespeisten Strommenge, der nach Maßgabe einer Festlegung nach § 85d als förderfähiger Anteil bestimmt und nachgewiesen wird (Abgrenzungsoption). Die Vorschriften dieses Gesetzes und des Energiefinanzierungsgesetzes sind entsprechend anzuwenden, soweit der Anspruch nach Satz 1 geltend gemacht wird.

(3c) Im Fall des gemeinsamen Betriebs von Solaranlagen und einem oder mehreren Stromspeichern können der Anspruch nach Absatz 1 Nummer 1 sowie der Anspruch nach Absatz 3 in Verbindung mit Absatz 1 Nummer 1 auch für einen pauschalen Anteil an den in diesen Solaranlagen und diesen Stromspeichern erzeugten und in das Netz eingespeisten Strommengen geltend gemacht werden (Pauschaloption). Dies setzt voraus, dass hinter der Einspeisestelle

1. Strom ausschließlich in Solaranlagen und Stromspeichern erzeugt wird,
2. alle Solaranlagen und Stromspeicher von demselben Betreiber betrieben werden und

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

3. die Solaranlagen eine installierte Leistung von insgesamt höchstens 30 Kilowatt haben, wobei Steckersolargeräte bei der Ermittlung der installierten Leistung in entsprechender Anwendung des § 24 Absatz 1 Satz 5 unberücksichtigt bleiben.

Der Anspruch nach Satz 1 besteht für die insgesamt in einem Kalenderjahr an der Einspeisestelle in das Netz eingespeiste Strommenge, höchstens jedoch für eine Strommenge von bis zu 300 Kilowattstunden pro Kalenderjahr je Kilowatt installierter Leistung der Solaranlagen. Die förderfähige Strommenge ist nach Maßgabe einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 85d zu bestimmen und nachzuweisen. Die Vorschriften dieses Gesetzes und des Energiefinanzierungsgesetzes sind entsprechend anzuwenden, soweit der Anspruch nach Satz 1 geltend gemacht wird."

15. Dem § 20 werden folgende Sätze angefügt:

„Abweichend von Satz 1 Nummer 3 setzt der Anspruch auf die Zahlung der Marktprämie nach § 19 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 oder Nummer 3 und Absatz 3b oder Absatz 3c in Verbindung mit § 19 Absatz 1 Nummer 1 voraus, dass der gesamte an der betroffenen Einspeisestelle in ein Netz eingespeiste Strom in einem gesonderten Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, in dem ausschließlich Strom bilanziert wird, bei dem der förderfähige Anteil aus dem Stromspeicher nach der Abgrenzungs- oder Pauschaloption bestimmt wird oder dessen Einstellung in den Bilanz- oder Unterbilanzkreis nicht von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist."

16. § 21 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) Satz 1 wird wie folgt geändert:

aaa) In Nummer 1 wird die Angabe „100" durch die Angabe „25" ersetzt.

bbb) Nummer 2 wird wie folgt gefasst:

„2. Strom, für den keine Zahlung nach den Nummern 1, 3 oder 4 geltend gemacht wird und bei dem sich der Anspruch auf null verringert, aus Anlagen

a) mit einer installierten Leistung von bis zu 100 Kilowatt, die mit einem intelligenten Messsystem und einer Steuerungseinrichtung ausgestattet sind, oder

b) mit einer installierten Leistung von bis zu 2 Kilowatt".

ccc) In Nummer 3 wird die Angabe „100" durch die Angabe „25" ersetzt, werden die Wörter „bis zu drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten und" gestrichen und werden nach dem Wort „Kalenderjahr" die Wörter „und jeweils nicht mehr als drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten" eingefügt.

bb) Folgende Sätze werden angefügt:

„Satz 1 Nummer 1 ist auch anzuwenden auf Anlagen

1. mit einer installierten Leistung von bis zu 90 Kilowatt, die nach dem … [einsetzen: Datum des Tags vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] und vor dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen wurden, und

2. mit einer installierten Leistung von bis 75 Kilowatt, die nach dem … [einsetzen: Datum des Tags vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] und vor dem 1. Januar 2027 in Betrieb genommen wurden.

Satz 1 Nummer 1 ist für Kalendermonate vor dem 1. Januar 2027 auch anzuwenden auf Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 Kilowatt, die nach dem … [einsetzen: Datum des Tags vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] und vor dem 1. Januar 2027 in Betrieb genommen wurden, wenn für die Dauer des jeweiligen Kalendermonates die maximale Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem Netz auf höchstens 30 Prozent der installierten Leistung begrenzt ist."

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

b) Absatz 4 wird aufgehoben.

17. § 21b wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden nach dem Wort „Anlage“ die Wörter „, die Strom in das Netz einspeist,“ eingefügt.

bb) Folgender Satz wird angefügt:

„Eine Anlage kann nicht aufgrund des § 21 Absatz 1 Satz 4 der Einspeisevergütung zugeordnet werden, wenn sie bereits mindestens einmal der Marktprämie oder der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet war.“

b) Absatz 1a wird aufgehoben.

c) Dem Absatz 2 wird folgender Satz angefügt:

„Satz 1 zweiter Halbsatz ist nicht anzuwenden, wenn der Strom ausschließlich anteilig auf die Veräußerungsformen der Marktprämie und der sonstigen Direktvermarktung nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und 4 aufgeteilt wird, sofern der Anteil in der sonstigen Direktvermarktung

1. ohne durch ein Netz durchgeleitet zu werden von Dritten verbraucht wird, oder
2. im Wege der gemeinsamen Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien nach § 42c des Energiewirtschaftsgesetzes an Dritte geliefert wird.“

18. In § 21c Absatz 1 Satz 3 werden die Wörter „weniger als 200“ durch die Wörter „bis zu 2“ ersetzt.

19. Dem § 22b Absatz 5 wird folgender Satz angefügt:

„Abweichend von Satz 1 kann eine Förderung in Anspruch genommen werden für weitere Anlagen, die vom Erfordernis einer wettbewerblichen Ermittlung des anzulegenden Wertes nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 oder Nummer 2 oder Absatz 3 Satz 2 Nummer 1 oder Nummer 1a ausgenommen sind.“

20. § 24 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 3 werden die Wörter „und Lärmschutzwänden“ durch die Wörter „, Lärmschutzwänden und Solaranlagen, die nach den Anforderungen des § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1a errichtet worden sind,“ ersetzt.

b) In Absatz 2 Satz 1 werden die Wörter „§ 38a Absatz 1 Nummer 5“ durch die Wörter „§ 38a Absatz 1 Nummer 4“ ersetzt.

21. § 26 wird wie folgt geändert:

a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„ § 26

Abschläge, Fälligkeit und Endabrechnung“.

b) Folgender Absatz 3 wird angefügt:

„(3) Die Endabrechnung nach Absatz 1 muss die Nummer der EEG-Anlage nach § 8 Absatz 2 der Marktstammdatenregisterverordnung enthalten und ist dem Berechtigten auf Verlangen in digitaler und massengeschäftstauglicher Form auszustellen.“

22. In § 28b Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe a wird die Angabe „1 Megawatt“ durch die Angabe „750 Kilowatt“ ersetzt.

23. § 30 Absatz 1 Nummer 9 wird wie folgt gefasst:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

„9. bei Geboten für besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a bis c die Angabe des Bieters, ob die geplanten Anlagen als hochaufgeständerte Solaranlagen errichtet werden sollen, wobei auch die Art der Hochaufständerung nach § 3 Nummer 29a Buchstabe a bis c anzugeben ist, und“.

24. § 35 Absatz 1a Nummer 1 wird wie folgt gefasst:

„1. der bezuschlagten Gesamtmenge für besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a bis c sowie nach den davon jeweils bezuschlagten Teilmengen für Anlagen, die als hochaufgeständerte Solaranlagen errichtet werden sollen, wobei die Mengen auch nach der Art der Hochaufständerung nach § 3 Nummer 29a Buchstabe a bis c jeweils getrennt auszuweisen sind,“.

25. In § 36i wird die Angabe „30 Monate“ durch die Angabe „36 Monate“ ersetzt.

26. § 37d Absatz 1 Satz 2 wird wie folgt gefasst:

„Eine besondere Solaranlage nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a bis c berücksichtigt die Bundesnetzagentur bei der Zuschlagserteilung nach Satz 1 Nummer 1 dabei nur, wenn diese als hochaufgeständerte Solaranlagen errichtet werden soll.“

27. In § 38 Absatz 2 Nummer 6 wird wie folgt gefasst:

„6. sofern der Antrag für bezuschlagte Gebote für besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a bis c, die als hochaufgeständerte Solaranlagen errichtet werden sollen, gestellt wird, die Bestätigung des Bieters, dass die Anforderungen für eine der Arten der Hochaufständerung nach § 3 Nummer 29a erfüllt sind, und“.

28. § 38a Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) Nummer 3 wird wie folgt geändert:

aa) In Buchstabe a werden nach der Angabe „Nummer 2“ die Wörter „Buchstabe a bis g“ eingefügt.

bb) Nach Buchstabe a wird folgender Buchstabe b eingefügt:

„b) die Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots, bei dem als Standort für die Solaranlagen eine Fläche nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe h oder Buchstabe i angegeben worden ist, kann nur Solaranlagen zugeteilt werden, die sich auf einem dieser Standorte und in demselben Bundesland wie im bezuschlagten Gebot angegeben befinden,“.

cc) Die bisherigen Buchstaben b und c werden die Buchstaben c und d.

b) In Nummer 4 werden nach den Wörtern „installierte Leistung der Solaranlagen“ die Wörter „und insgesamt eine installierte Leistung von 50 Megawatt“ eingefügt.

c) Die Nummern 5 und 6 werden wie folgt gefasst:

„5. soweit bei Freiflächenanlagen sich die Anlagen nicht auf einer Fläche befinden, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans rechtsverbindlich als Naturschutzgebiet im Sinn des § 23 des Bundesnaturschutzgesetzes oder als Nationalpark im Sinn des § 24 des Bundesnaturschutzgesetzes festgesetzt worden ist,

6. sofern der Antrag für bezuschlagte Gebote für besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a bis c, die als hochaufgeständerte Solaranlagen errichtet werden soll, gestellt wird, die Bestätigung des Bieters, dass die Anforderungen für eine der Arten der Hochaufständerung nach § 3 Nummer 29a erfüllt sind, und“.

29. Dem § 38d Absatz 6 wird folgender Satz angefügt:

„Wenn die installierte Leistung der Anlage mindestens 95 Prozent der bezuschlagten Gebotsmenge beträgt, erfolgt die Erstattung nach Satz 1 in voller Höhe.“

30. § 48 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1b wird wie folgt geändert:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

aa) In Satz 1 werden die Wörter „bei ausschließlich senkrecht ausgerichteten Solaranlagen insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 0,80 Metern und sonst insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,10 Metern aufgeständert sind“ durch die Wörter „als hochaufgeständerte Solaranlagen errichtet sind“ ersetzt, werden nach den Wörtern „Differenz zwischen dem“ die Wörter „Durchschnitt der“ eingefügt und wird das Wort „Höchstwert“ durch das Wort „Höchstwerte“ ersetzt.

bb) In Satz 2 werden die Wörter „Im Kalenderjahr 2024“ durch die Wörter „In den Kalenderjahren 2024 und 2025“ ersetzt.

b) In Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 werden die Wörter „nach dem 31. März 2012 errichteten“ gestrichen.

c) In Absatz 1a Satz 2, Absatz 2 Nummer 3 und Absatz 2a Satz 1 Nummer 5 wird jeweils die Angabe „1 Megawatt“ durch die Angabe „750 Kilowatt“ ersetzt.

31. Dem § 48a wird folgender Satz angefügt:

„Soweit die installierte Leistung einen Wert von 1 Megawatt überschreitet, wird der Mieterstromzuschlag in Höhe des anzulegenden Wertes nach Satz 1 für die Strommenge, die dem Anteil von 1 Megawatt an der gesamten installierten Leistung der Anlage entspricht, gewährt.“

32. § 51 Absatz 1 und 2 wird folgt gefasst:

„(1) Für Zeiträume, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert auf null.

(2) Absatz 1 ist nicht anzuwenden auf

1. Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestaltet wird, und
2. Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 2 Kilowatt für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Bundesnetzagentur die Festlegung nach § 85 Absatz 2 Nummer 12 getroffen hat.

Zur Ermittlung der Anlagengröße nach Satz 1 ist § 24 entsprechend anzuwenden.“

33. § 51a wird wie folgt gefasst:

„§ 51a

Verlängerung des Vergütungszeitraums bei negativen Preisen

(1) Für Strom aus Anlagen, für den sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 verringert, verlängert sich der Vergütungszeitraum um die Anzahl der Viertelstunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 im Jahr der Inbetriebnahme und in den darauffolgenden 19 Kalenderjahren auf null verringert hat. Die nach Satz 1 ermittelte Anzahl an Viertelstunden wird aufgerundet auf den nächsten vollen Kalendertag.

(2) Für Strom aus Solaranlagen, für den sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 verringert, wird die Anzahl der Viertelstunden, um die sich der Vergütungszeitraum nach Absatz 1 Satz 1 verlängern würde, mit dem Faktor 0,5 multipliziert und das Ergebnis auf die nächste volle Viertelstunde aufgerundet (Volllastviertelstunden). Die Anzahl der Volllastviertelstunden entspricht einem Zeitkontingent, um das der Vergütungszeitraum verlängert wird. Dabei entsprechen die Monate des Jahres jeweils der folgenden Anzahl an Volllastviertelstunden:

1. 87 für den Monat Januar,
2. 189 für den Monat Februar,
3. 340 für den Monat März,
4. 442 für den Monat April,

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

5. 490 für den Monat Mai,
6. 508 für den Monat Juni,
7. 498 für den Monat Juli,
8. 453 für den Monat August,
9. 371 für den Monat September,
10. 231 für den Monat Oktober,
11. 118 für den Monat November und
12. 73 für den Monat Dezember.

Endet der ursprüngliche Vergütungszeitraum der Solaranlage untermonatlich, entsprechen die für die verbleibenden Tage dieses Monats anzulegenden Volllastviertelstunden dem Quotienten aus den nach Ende des Vergütungszeitraums verbleibenden Tagen des Monats und der Gesamtanzahl der Tage dieses Monats, multipliziert mit den Volllastviertelstunden dieses Monats nach Satz 3. Der Vergütungszeitraum verlängert sich um einen Zeitraum, der sich gegebenenfalls über mehrere aufeinander folgende Monate erstreckt, bis das nach Satz 1 errechnete Zeitkontingent an auszugleichenden Volllastviertelstunden aufgebraucht ist. Der Vergütungszeitraum verlängert sich bis zum Ende des Monats, auf den die letzte auszugleichende Volllastviertelstunde entfällt.

(3) Die Strombörsen müssen den Übertragungsnetzbetreibern jeweils bis zum 15. Januar eines Kalenderjahres die Anzahl der Viertelstunden und Stunden, in denen sich der anzulegende Wert jeweils im Vorjahr auf null verringert hat,

1. in Viertelstunden nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 mitteilen,
2. in Stunden nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am … [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten nach Artikel 35 Absatz 1] geltenden Fassung mitteilen und
3. in Stunden nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung mitteilen.

(4) Die Übertragungsnetzbetreiber müssen jeweils bis zum 31. Januar eines Kalenderjahres auf einer gemeinsamen Internetseite folgende Informationen veröffentlichen:

1. die Anzahl der
   a) Viertelstunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 im Vorjahr auf null verringert hat,
   b) Stunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am … [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten des Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] geltenden Fassung im Vorjahr auf null verringert hat, und
   c) Stunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung im Vorjahr auf null verringert hat, und
2. ab dem Jahr 2041 die Anzahl der
   a) Viertelstunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 in den vorangegangenen 20 Jahren auf null verringert hat, und die auf den nächsten vollen Kalendertag aufgerundete Anzahl dieser Viertelstunden,
   b) Stunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am … [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten des Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] geltenden Fassung in den vorangegangenen 20 Jahren auf null verringert hat, und die auf den nächsten vollen, Kalendertag aufgerundete Anzahl dieser Stunden, und

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

c) Stunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung in den vorangegangenen 20 Jahren auf null verringert hat, und die auf den nächsten vollen Kalendertag aufgerundete Anzahl dieser Viertelstunden und Stunden.“

34. § 52 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 wird die Angabe „§ 9 Absatz 1, 1a oder 2“ durch die Wörter „§ 9 Absatz 1 oder Absatz 2“ ersetzt und werden nach dem Wort „verstoßen“ die Wörter „oder unter Anwendung des § 21 Absatz 1 Satz 4 der Einspeisevergütung zugeordnet sind und die maximale Wirkleistungseinspeisung nicht auf höchstens 30 Prozent der installierten Leistung begrenzt ist“ eingefügt.

bb) Der Nummer 9 werden die Wörter „wenn die Anlage nicht bereits nach § 21c Absatz 1 Satz 3 oder Satz 4 als einer Veräußerungsform zugeordnet gilt,“ angefügt.

b) Die Absätze 1a und 1b werden aufgehoben.

c) Absatz 3 Satz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 wird die Angabe „1, 3, 4 oder 11“ durch die Angabe „1, 3 oder 4“ ersetzt und das Wort „und“ am Ende gestrichen.

bb) In Nummer 2 wird der Punkt am Ende durch das Wort „und“ ersetzt.

cc) Folgende Nummer 3 wird angefügt:

„3. bei einem Pflichtverstoß nach Absatz 1 Nummer 11, sobald beide Pflichten erfüllt werden; diese Verringerung wirkt zurück bis zum Beginn des Verstoßes gegen beide Pflichten“.

35. Nach § 52 wird folgender § 52a eingefügt:

„§ 52a

Netztrennung bei schweren Pflichtverstößen

(1) Der Netzbetreiber, an dessen Netz eine Anlage angeschlossen ist, muss die Anlage vorbehaltlich der Androhung nach Absatz 2 vom Netz trennen oder deren Einspeisung durch andere Maßnahmen unterbinden, wenn der Anlagenbetreiber hinsichtlich dieser Anlage in einem Zeitraum von zwölf Monaten in insgesamt mindestens sechs Monaten jeweils mindestens einmal gegen § 9 Absatz 1 oder Absatz 2 oder gegen § 10b Absatz 1 oder Absatz 2 verstoßen hat und der Anlagenbetreiber die Anlage nicht bereits nachweislich außer Betrieb genommen hat.

(2) Bevor der Netzbetreiber eine Anlage nach Absatz 1 vom Netz trennt oder deren Einspeisung durch andere Maßnahmen unterbindet, hat er dem Anlagenbetreiber unter Benennung der konkreten Pflichtverletzung in Textform eine Frist von einem Monat zur Behebung zu setzen und auf die Rechtsfolgen nach Absatz 1 bei fehlender Behebung hinzuweisen. Der Netzbetreiber kann die Frist nach Satz 1 einmalig um bis zu einen Monat verlängern.

(3) Bei Trennung einer Anlage vom Netz nach Absatz 1 ist eine durch den Anlagenbetreiber vorgenommene Wiederzuschaltung durch den Anlagenbetreiber zu verhindern. Dies wird in der Regel dadurch bewirkt, dass bei ausschließlich manuell zu bedienenden Schalteinrichtungen die Anlage vom Netzanschluss in einem plombierten Bereich dauerhaft getrennt wird, oder durch Rückbau wesentlicher Teile der Anlage.

(4) Soweit dies für die Trennung der Anlage vom Netz erforderlich ist, darf der Netz-betreiber durch von ihm beschäftigte oder beauftragte Personen

1. die Räume und Grundstücke, in oder auf denen sich die Anlage befindet, während der üblichen Geschäftszeiten betreten, wobei der Anlagenbetreiber und, bei juristischen Personen, rechtsfähigen Personengesellschaften oder nichtrechtsfähigen Vereinen, die nach Gesetz oder Satzung zur Vertretung

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

berufenen Personen, verpflichtet sind, das Betreten von Geschäftsräumen und Geschäftsgrundstücken während der üblichen Geschäftszeiten zu dulden, und

2. die Anlage und, soweit erforderlich, die Kundenanlage oder die Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung hinter der Anschlusssicherung ändern, wobei

   a) die berechtigten Interessen des Anlagenbetreibers und des Anschlussnehmers zu beachten sind,

   b) durch die Änderung der Leitungs- und Messaufbau in der Kundenanlage nicht verändert werden darf und

   c) der Anlagenbetreiber und, bei juristischen Personen, rechtsfähigen Personengesellschaften oder nichtrechtsfähigen Vereinen, die nach Gesetz oder Satzung zur Vertretung berufenen Personen verpflichtet sind, die Änderung zu dulden.

Die vom Netzbetreiber beschäftigten oder beauftragten Personen müssen sich gegenüber dem Anlagenbetreiber durch Vorlage eines Auftrags des Netzbetreibers in Textform sowie eines gültigen Ausweisdokumentes legitimieren.

(5) Der Anlagenbetreiber hat dafür Sorge zu tragen, dass die Anlage für die Trennung der Anlage vom Netz nach Absatz 1 zugänglich ist und dem Netzbetreiber auf Anforderung alle für die Netztrennung erforderlichen Informationen zur Verfügung zu stellen.

(6) Eine Anlage, die nach Absatz 1 vom Netz getrennt wurde, wird nach Maßgabe des § 8 unter Rückbau der Maßnahmen nach Absatz 3 wieder an das Netz angeschlossen, sobald der Anlagenbetreiber die Behebung der nach Absatz 2 benannten Pflichtverletzung vollständig nachgewiesen hat.

(7) Der Anlagenbetreiber hat dem Netzbetreiber die Kosten der Netztrennung, einschließlich der Kosten von Maßnahmen zur Verhinderung der Wiederzuschaltung nach Absatz 3, oder der Unterbindung der Einspeisung durch andere Maßnahmen und der etwaigen Wiederherstellung des Anschlusses zu erstatten“.

36. In § 83 Absatz 1 wird die Angabe „§§ 8“ durch die Angabe „§§ 8 bis 8d“ ersetzt.

37. § 85 wird wie folgt geändert:

   a) Absatz 1 Nummer 3 wird wie folgt geändert:

      aa) In Buchstabe a wird die Angabe „§ 8“ durch die Wörter „den §§ 8 bis 8e“ ersetzt und werden nach den Wörtern „an ihr Netz anschließen“ die Wörter „und Reservierungen von Netzanschlusskapazität vornehmen“ eingefügt.

      bb) In Buchstabe c wird das Wort „den“ durch die Wörter „§ 6 Absatz 5 und den“ ersetzt.

   b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

      aa) Nummer 2 wird wie folgt gefasst:

         „2. zur Nachweisführung nach § 10b Absatz 5,“.

      bb) Nummer 5 wird wie folgt gefasst:

         „5. zur standardisierten und massengeschäftstauglichen Abwicklung der Direktvermarktung,“.

      cc) In Nummer 6a wird die Angabe „Satz 4“ durch die Angabe „Satz 5“ ersetzt.

      dd) Die Nummern 12 und 13 werden wie folgt gefasst:

         „12. zur Anwendbarkeit von § 51 Absatz 1 auf Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 2 Kilowatt, wenn die technische Ausstattung dieser Anlagen und die Abrechnungsprozesse der Netzbetreiber hinreichend massengeschäftstauglich und digitalisiert sind, um eine Anwendbarkeit des § 51 Absatz 1 bei diesen Anlagen mit angemessenem Aufwand abzubilden,

         13. abweichend von § 51a Absatz 2 Satz 1 den Faktor zur Ermittlung der Volllastviertelstunden anzupassen,“.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

ee) In Nummer 15 wird der Punkt am Ende durch das Wort „und“ ersetzt.

ff) Folgende Nummer 16 wird angefügt:

„16. abweichend von einer Rechtsverordnung nach § 91 Nummer 1 Buch-stabe c zur Preissetzung von preislimitierten Geboten, soweit sich Anhaltspunkte dafür ergeben haben, dass die Preissetzung anderer Marktteilnehmer zu deutlich höheren Preisen abgeschlossen wird als zu der in einer Rechtsverordnung nach § 91 Nummer 1 Buchstabe c geregelten Preissetzung durch den Übertragungsnetzbetreiber.“

38. § 85d wird wie folgt gefasst:

„§ 85d

Festlegung zu flexibler Speichernutzung

Die Bundesnetzagentur kann unter Beachtung der Schutzprofile und Technischen Richtlinien des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik nach dem Messstellenbetriebsgesetz und im Benehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik und der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt Festlegungen nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen

1. zu den näheren Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis der Strommengen, auf die sich die Ansprüche nach § 19 Absatz 3b und 3c beziehen, einschließlich einer sicheren, automatisierten und massengeschäftstauglichen Erhebung, Ermittlung, Zuordnung, Abgrenzung, Verarbeitung und Übermittlung der erforderlichen Werte, wobei hinsichtlich erforderlicher Messwerte die geltenden mess- und eichrechtlichen Anforderungen zu beachten sind, und

2. zu den näheren Bedingungen für ein erstmaliges Geltendmachen oder einen Wechsel in die Optionen nach § 19 Absatz 3b und 3c, einschließlich der Bestimmung der maßgeblichen Strommenge für den Anspruch nach § 19 Absatz 3c bei einer unterjährigen Inanspruchnahme.

Festlegungen nach Satz 1 Nummer 1 und 2 trifft die Bundesnetzagentur erstmalig bis zum Ablauf des 30. Juni 2026.“

39. § 90 Nummer 3 wird wie folgt geändert:

a) Im Satzteil vor Buchstabe a wird das Wort „Anlagenbetreiber“ durch die Wörter „Wirtschaftsteilnehmer nach Artikel 2 Nummer 11 der Durchführungsverordnung (EU) 996/2022 der Kommission vom 14. Juni 2022 über Vorschriften für die Überprüfung in Bezug auf die Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für Treibhaugaseinsparungen sowie die Kriterien für ein geringes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen (ABl. L 168 vom 27.6.2022, S. 1), die durch die Durchführungsverordnung (EU) 2024/805 (ABl. L, 2024/805, 8.3.2024) geändert worden ist“ ersetzt.

b) Buchstabe c wird wie folgt neu gefasst:

„c) zu den Anforderungen an die Anerkennung von Systemen und Zertifizierungsstellen sowie zu den Maßnahmen zu der Überwachung von Systemen, Zertifizierungsstellen und Wirtschaftsteilnehmern einschließlich erforderlicher Einsichts-, Probenentnahme- und Weisungsrechte sowie Auskunfts-, Herausgabe-, Duldungs- und Mitwirkungspflichten, einschließlich des Rechts der zuständigen Behörde oder Zertifizierungsstellen, während der Geschäfts- oder Betriebszeit Grundstücke, Geschäfts-, Betriebs- und Lagerräume sowie Transportmittel zu betreten, soweit dies für die Überwachung oder Kontrolle erforderlich ist,“.

40. § 91 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 1 Buchstabe c werden nach dem Wort „Vermarktung“ die Wörter „, insbesondere an die Preissetzung von preislimitierten Geboten,“ eingefügt.

b) Nummer 2 wird wie folgt geändert:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

aa) Im Satzteil vor Buchstabe a werden nach dem Wort „berechtigt“ die Wörter „oder verpflichtet“ eingefügt.

bb) Buchstabe b wird wie folgt gefasst:

„b) Anlagen bei negativen Preisen abzuregeln und den Anlagenbetreibern die durch die Abregelung entgangenen Einnahmen, insbesondere einen entgangenen Anspruch nach § 19 Absatz 1 Nummer 2, finanziell auszugleichen.“

41. § 94 wird wie folgt gefasst:

„ § 94

Verordnungsermächtigung zu systemdienlichem Anlagenbetrieb

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz wird ermächtigt, zur Sicher-stellung eines netz- und systemdienlichen Betriebs von Anlagen, soweit sie der Einspeisevergütung zugeordnet sind, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln,

1. dass in näher zu bestimmenden Zeitfenstern, insbesondere in Mittagsstunden an Wochenenden und Feiertagen, kein Strom in ein Netz eingespeist werden darf,
2. dass Übertragungsnetzbetreiber aufgrund von Gefahren für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems die Einspeisung von Strom in ein Netz für bestimmte Zeiträume auf einen Anteil der Wirkleistungseinspeisung zwischen null und 100 Prozent begrenzen können,
3. welche weiteren Berechtigten aufgrund einer Begrenzung nach Nummer 2 die Ist-Einspeisung von Anlagen abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln können,
4. in welchen Verfahren, Fristen und Datenformaten Übertragungsnetzbetreiber Begrenzungen nach Nummer 2 kommunizieren,
5. welche Rechtsfolgen Anlagenbetreiber bei Zuwiderhandlung gegen eine Regelung nach Nummer 1 oder eine Begrenzung nach Nummer 2 treffen, und dabei insbesondere bestimmen, dass der Anlagenbetreiber Zahlungen entsprechend § 52 Absatz 1 zu leisten hat oder dass der Netzbetreiber Maßnahmen entsprechend § 52a vorzunehmen hat,
6. dass sich der anzulegende Wert für Strom, der in ein Netz eingespeist wird, in Zeiten, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, abweichend von § 51 auf einen Wert unterhalb von null verringert,
7. nach welcher Berechnungsmethode die Verringerung nach Nummer 6 erfolgt, insbesondere
   a) einen einheitlichen Wert unterhalb von null festzulegen,
   b) die Verringerung jeweils in Abhängigkeit des Spotmarktpreises zu bestimmen oder
   c) eine Untergrenze der Verringerung festzulegen,
8. die Verlängerung des Förderzeitraums abweichend von § 51a Absatz 1 und 2 auf solche Viertelstunden zu beschränken, in denen kein Strom für den ein Anspruch nach § 10c Absatz 1 besteht, aus der Anlage in das Netz eingespeist wurde, und
9. in welcher Form und zu welchen Zeitpunkten Zeiträume nach Nummer 2 und Zeiten, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, öffentlich bekanntgemacht werden müssen.“

42. § 95 wird wie folgt geändert:

a) Nummer 2 wird wie folgt gefasst:

„2. (weggefallen)“.

b) Nummer 2a wird aufgehoben.

43. In § 96 Absatz 1 werden die Wörter „, 93 und 95 Nummer 2“ durch die Angabe „und 93“ ersetzt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

44. § 99 Absatz 1 Satz 2 wird wie folgt geändert:

    a) In Nummer 5 wird das Wort „und“ am Ende durch ein Komma ersetzt.

    b) In Nummer 6 wird der Punkt am Ende durch das Wort „und“ ersetzt.

    c) Folgende Nummer 7 wird angefügt:

    „7. die Erfahrungen mit den Bestimmungen dieses Gesetzes zur Sicherung der Bürgerenergie und der Bürgerbeteiligung.“

45. Die §§ 99a und 99b werden aufgehoben.

46. § 100 wird wie folgt geändert:

    a) Dem Absatz 2 wird folgender Satz angefügt:

    „Auf Vereinbarungen, die vor dem …[einsetzen: Datum des Inkrafttretens nach Artikel 35 Absatz 1] geschlossen und seitdem nicht angepasst wurden, ist § 6 Absatz 2 und 3 in der am …[einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] geltenden Fassung vorbehaltlich der Maßgabe nach Satz 1 anzuwenden.“

    b) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

    „(3) § 9 Absatz 1 ist anstelle der technischen Vorgaben nach der für eine Anlage oder eine KWK-Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entsprechend anzuwenden bei

    1. Anlagen nach Absatz 1, die Strom in das Netz einspeisen und

    2. KWK-Anlagen, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen worden sind und eine installierte Leistung von mehr als 25 Kilowatt haben.

    Bis zum Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes und der erstmaligen erfolgreichen Testung der Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber gilt die Pflicht nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die Anlage oder die KWK-Anlage mit technischen Einrichtungen auszustatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann, auch als erfüllt, wenn

    1. die technischen Einrichtungen nur dazu geeignet sind, die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung vollständig oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenweise ferngesteuert zu reduzieren,

    2. wenn der Anlagenbetreiber nach § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung oder nach einer entsprechenden Bestimmung einer früheren Fassung die maximale Wirkleistungseinspeisung seiner Anlage am Verknüpfungspunkt mit dem Netz auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzt, oder

    3. die technischen Einrichtungen nur dazu geeignet sind, die Anforderungen zu erfüllen, die der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber oder dem Betreiber der KWK-Anlage zur Erfüllung der Pflicht vor der Inbetriebnahme der Anlage übermittelt hat.

    Der Netzbetreiber hat die Testung auf Ansteuerbarkeit nach Satz 2 spätestens im Rahmen der nächsten, auf den Einbau des intelligenten Messsystems und der Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufung der Ist-Einspeisung vorzunehmen. Satz 2 ist rückwirkend anzuwenden. Abweichend von Satz 4 sind die Bestimmungen in Satz 2 nicht anzuwenden auf Fälle, in denen vor dem 1. Januar 2021 ein Rechtsstreit zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber rechtskräftig entschieden wurde. Nach dem Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes hat der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber bis zu einer nach Satz 2 erstmalig erfolgreich durchgeführten Testung zum Ausgleich der entstehenden Aufwendungen für den Weiterbetrieb von technischen Einrichtungen nach Satz 2 Nummer 1 und 2 ab dem 1. Januar 2028 für jedes angefangene Jahr einen

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Betrag von 100 Euro brutto zu zahlen. Die Zahlungspflicht entfällt, wenn der Netzbetreiber die erfolglose Testung nach Satz 2 nicht zu vertreten hat.“

c) Absatz 3a wird wie folgt geändert:

aa) Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Soweit die Aufhebung der Begrenzung vor dem Ablauf des … [einfügen: Datum des Tags des Inkrafttretens nach Artikel 35 Absatz 1 dieses Gesetzes] erfolgt, entfällt für Betreiber von Solaranlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 7 Kilowatt ab dem 1. Januar 2023 die Pflicht nach § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung oder nach einer entsprechenden Bestimmung einer früheren Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, nach der

1. die Anlagen mit technischen Einrichtungen ausgestattet werden mussten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann, oder
2. die Betreiber am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen mussten.“

bb) In Satz 3 wird die Angabe „ist § 8“ durch die Wörter „sind die §§ 8, 8a, 8b und 8c“ ersetzt.

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

„(3b) § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 Buchstabe b und Nummer 3 ist nicht anzuwenden auf Anlagen, die nach dem Ablauf des 31. Dezember 2022 und vor dem … [einsetzen: Datum des Tags des Inkrafttretens nach Artikel 35 Absatz 1] in Betrieb genommen wurden.“

e) Absatz 4 wird wie folgt gefasst:

„(4) (weggefallen)“.

f) In Absatz 5 wird die Angabe „3 bis 4“ durch die Angabe „3 und 3a“ ersetzt.

g) Dem Absatz 9 wird folgender Satz angefügt:

„§ 52a ist auf Anlagen nach Absatz 1 und KWK-Anlagen anzuwenden, wenn der Betreiber ab dem … [einsetzen: Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] gegen eine Pflicht verstößt, die einer der in § 52a Absatz 1 genannten Pflichten in der für die Anlage oder KWK-Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entspricht.“

h) Nach Absatz 9 wird folgender Absatz 9a eingefügt:

„(9a) Abweichend von Absatz 1 Nummer 1 ist auf Strom, der ab dem … [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] in das Netz eingespeist wird, § 33 Absatz 4 in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung nicht anzuwenden. Wird Strom aus einer Anlage, die der Begrenzung der vergütungsfähigen Menge nach § 33 Absatz 1 Satz 1 in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung unterliegt, mit Strom aus einer Anlage, die keiner solchen Begrenzung unterliegt, über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet, ist § 24 Absatz 3 Satz 2 anzuwenden. § 33 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung bleibt im Übrigen für die Strommengen unberührt, die nach § 24 Absatz 3 Satz 2 der Anlage zuzuordnen sind, die einer Begrenzung der vergütungsfähigen Menge nach § 33 Absatz 1 Satz 1 des Erneuerbare- Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung unterliegt. Wenn für die Bestimmung des nach § 33 Absatz 1 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung förderfähigen Anteils erzeugte Strommengen, die nicht ins Netz eingespeist werden, Anlagen zuzuordnen sind, ist § 24 Absatz 3 Satz 2 zweiter Halbsatz entsprechend anzuwenden; dabei wird für diese Zuordnung widerleglich vermutet, dass die Anlagen nach Satz 2 im Verhältnis zu ihrer installierten Leistung die gleiche Strommenge erzeugt haben.“

i) In Absatz 11 wird das „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

j) Absatz 14 wird wie folgt gefasst:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

„(14) (weggefallen)“.

k) Absatz 19 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden in dem Satzteil vor Nummer 1 nach den Wörtern „Zusatzgebote, die“ die Wörter „in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins“ eingefügt und wird nach den Wörtern „sind § 36e Absatz 1“ die Angabe „, § 36i“ und nach den Wörtern „anstelle des § 36e Absatz 1“ die Angabe „, § 36i“ eingefügt.

bb) In Satz 3 werden nach den Wörtern „Für Anlagen, die“ die Wörter „in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins“ eingefügt.

l) In Absatz 20 wird die Angabe „1. Januar 2026“ durch die Angabe … [einsetzen Datum des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 35 Absatz 1] ersetzt.

m) Absatz 22 wird wie folgt gefasst:

„(22) (weggefallen)“.

n) Absatz 28 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden nach den Wörtern „ist, sind“ die Wörter „§ 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3,“ eingefügt.

bb) Folgender Satz wird angefügt:

„Für Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird und die nach dem Ablauf des 15. Mai 2024 und vor dem … [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] in Betrieb genommen worden sind, und für Anlagen, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins nach dem Ablauf des 15. Mai 2024 und vor dem … [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] ermittelt worden ist, sind § 30 Absatz 1 Nummer 9, § 35 Absatz 1a Nummer 1, § 37d Absatz 1 Satz 2, § 38 Absatz 2 Nummer 6, § 38a Absatz 1 Nummer 6 und § 48 Absatz 1b in der am … [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] geltenden Fassung anzuwenden.“

o) Die Absätze 31 und 32 werden wie folgt gefasst:

„(31) (weggefallen)

(32) (weggefallen)“.

p) Absatz 34 wird wie folgt geändert:

aa) Im Wortlaut werden die Wörter „Absatz 3a und 3b“ durch die Wörter „Absatz 3b und 3c“ ersetzt.

bb) Folgender Satz wird angefügt:

„Für Strom aus Anlagen nach Absatz 1 sind, abweichend von Absatz 1, § 19 Absatz 3 bis 3c sowie § 20 Satz 2 dieses Gesetzes anstelle von § 19 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung anzuwenden, dabei greift auch insoweit die Einschränkung nach Satz 1.“

q) Absatz 39 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden nach dem Wort „die“ die Wörter „nach dem Ablauf des 31. Dezember 2022 und“ eingefügt, wird das Wort „ist“ durch das Wort „sind“ ersetzt und werden nach der Angabe „Satz 2“ die Wörter „und § 48 Absatz 1a“ eingefügt.

bb) Folgende Sätze werden angefügt:

„Für Anlagen, die nach dem 15. Mai 2024 und vor dem 1. Mai 2025 in Betrieb genommen werden, ist § 48 Absatz 2 und 2a in der am … [einsetzen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] geltenden Fassung anzuwenden. Vor dem 1. Januar 2026 ist

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

§ 28b Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe a in der am … [einsetzen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] geltenden Fassung anzuwenden.“

r) In Absatz 40 Satz 1 werden nach dem Wort „die“ die Wörter „nach Ablauf des 31. Dezember 2022 und“ eingefügt.

s) In Absatz 41 wird die Angabe „Nummer 5“ durch die Angabe „Nummer 6“ ersetzt.

t) Folgende Absätze 46 bis 48 werden angefügt:

„(46) Für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2022 und vor dem … [einsetzen: Datum des Tages des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] in Betrieb genommen wurden oder deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins nach dem 31. Dezember 2022 und vor dem … [einsetzen: Datum des Tages des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] ermittelt wurde, sind § 21 Absatz 1 und die §§ 51 und 51a Absatz 1 in der am … [einsetzen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] geltenden Fassung anzuwenden. § 51a Absatz 2 ist nicht anzuwenden auf Strom aus Solaranlagen, die vor dem … [einsetzen: Datum des Tags des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] in Betrieb genommen wurden.

(47) Für Anlagen, deren anzulegender Wert sich nach der für sie maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Zeiträumen, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, nicht verringert, sind die §§ 51 und § 51a anzuwenden, wenn der Anlagenbetreiber in Textform gegenüber dem Netzbetreiber erklärt, dass diese anwendbar sein sollen. Die Erklärung nach Satz 1 kann nur mit Wirkung frühestens zum Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wird, abgegeben werden. Nach Wirksamwerden der Erklärung nach Satz 1 erhöht sich der anzulegende Wert für die Anlage um 0,6 Cent pro Kilowattstunde.

(48) Für Strom, der nach dem … [einsetzen: Datum des ersten Tages des ersten Monats nach Inkrafttreten des Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] und vor dem 1. Januar 2028 eingespeist wird, erhöht sich der anzulegende Wert um 0,6 Cent pro Kilowattstunde, wenn die Anlage der Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 Nummer 1 zugeordnet werden könnte und nach dem … [einsetzen: Datum des Tags vor dem Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] erstmalig der Veräußerungsform der Marktprämie nach § 20 zugeordnet wird.“

47. In § 101 Satz 1 werden den Wörtern „§ 22 Absatz 3 Satz 2“ die Wörter „§ 19 Absatz 3c,“ vorangestellt, den Wörtern „§ 85 Absatz 1 Satz 2“ die Angabe „§ 48a Satz 2,“ vorangestellt und werden die Wörter „§ 100 Absatz 15, 16 und 36“ durch die Wörter „§ 100 Absatz 35, 47 und 48“ ersetzt.

48. Der Anlage 1 Nummer 2 wird folgender Satz angefügt:

„Für Strom aus Anlagen nach Satz 1 wird abweichend von Satz 1 die Höhe der Marktprämie nach § 23a („MP“) anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes nach Nummer 4 berechnet, wenn der Anspruch nach der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3b oder 3c geltend gemacht wird.“

Artikel 27

Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung

Die Erneuerbare-Energien-Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 2. Februar 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 34) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 2 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 werden die Wörter „vortägigen Spotmarkt“ durch das Wort „Day-Ahead-Markt“ ersetzt, werden die Wörter „mit stündlichen Handelsprodukten“ gestrichen, wird das Wort „Stunde“ durch das Wort „Viertelstunde“ ersetzt, und das Wort „stündliche“ durch das Wort „viertelstündliche“ ersetzt und

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

werden vor den Wörtern „vollständig veräußern“ die Wörter „vorbehaltlich abweichender Vorgaben in § 5“ eingefügt.

b) In Absatz 3 Satz 1 wird das Wort „stündlichen“ durch das Wort „viertelstündlichen“ ersetzt, wird das Wort „Spotmarkt“ durch das Wort „Intraday-Markt“ ersetzt und werden vor dem Wort „Folgetages“ die Wörter „laufenden Tages oder des“ eingefügt.

c) Absatz 4 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 wird das Wort „Spotmarkt“ durch das Wort „Intraday-Markt“ ersetzt.

bb) Nach Satz 1 wird folgender Satz eingefügt:

„Gebote nach Satz 1 können preislimitiert eingestellt werden.“

2. § 3 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 1 wird das Wörter „stündlicher“ durch das Wort „viertelstündlicher“ und die Wörter „bis 18 Uhr desselben Tages“ durch die Wörter „am Tag vor dem Liefertag bis 18 Uhr“ ersetzt.

b) In Nummer 3 werden die Wörter „bis 18 Uhr desselben Tages“ durch die Wörter „am Liefertag bis 18 Uhr“ ersetzt.

c) In Nummer 4 und 5 wird jeweils das Wort „Folgetag“ durch die Wörter „Tag nach dem Liefertag“ ersetzt.

d) In Nummer 7 werden die Wörter „§ 72 Absatz 1 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch die Wörter „§ 50 Nummer 2 Buchstabe a des Energiefinanzierungsgesetzes“ ersetzt.

3. Nach § 4 wird folgender § 4a eingefügt:

„§ 4a

Ermittlung der voraussichtlichen Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln in ihrer Prognose, die der Veräußerung nach § 2 Absatz 2 zugrunde liegt, diejenigen Strommengen, die voraussichtlich in jeder Viertelstunde des Folgetages von fernsteuerbaren Anlagen eingespeist werden.

(2) Fernsteuerbare Anlagen nach Absatz 1 sind Anlagen, die

1. nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu vergütenden Strom erzeugen und
2. mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, über die der Netzbetreiber
   a) in viertelstündlicher Auflösung die Ist-Einspeisung abrufen und
   b) die Einspeiseleistung vollständig oder, sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht, stufenweise oder stufenlos ferngesteuert regeln kann.

Die Anforderung nach Satz 1 Nummer 2 muss durch vorherige Abrufe, die auch testweise erfolgen können, sichergestellt werden.

(3) Als fernsteuerbare Anlagen nach Absatz 2 gelten auch sonstige Anlagen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1, die die Anforderung nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 nicht vollständig erfüllen, wenn der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur schriftlich oder in elektronischer Form erklärt, dass solche Anlagen als fernsteuerbare Anlagen gelten sollen. Macht der Übertragungsnetzbetreiber von der Erklärung nach Satz 1 keinen Gebrauch, legt er der Bundesnetzagentur erstmals zum 1. Januar 2026 und danach jährlich zum 1. Januar einen Bericht vor, in dem die Hemmnisse dargestellt werden, die einer Erklärung nach Satz 1 entgegenstehen. In dem Bericht sind konkrete Handlungsoptionen zur Überwindung der identifizierten Hemmnisse sowie Maßnahmen und Zeitpläne zur Umsetzung darzustellen.“

4. § 5 wird wie folgt geändert:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

a) Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(1) Der Übertragungsnetzbetreiber hat abweichend von § 2 Absatz 2 die nach aktueller Prognose vorhergesagte viertelstündliche Einspeisung von Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen über eine marktgekoppelte Auktion vollständig zu preislimitierten Geboten am Day-Ahead-Markt einer Strombörse nach Maßgabe des Absatzes 2 anzubieten.“

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) Satz 1 wird aufgehoben.

bb) Im neuen Satz 1 werden vor den Wörtern „zu veräußernde Strommenge“ die Wörter „nach Absatz 1“ eingefügt.

cc) Im neuen Satz 5 wird die Angabe „Satz 7“ durch die Angabe „Satz 6“ ersetzt.

dd) Der neue Satz 6 wird wie folgt geändert:

aaa) Nummer 1 wird aufgehoben.

bbb) Die bisherige Nummer 2 wird Nummer 1 und nach dem Wort „Tranche“ werden die Wörter „ für die er nach Absatz 1 preislimitierte Gebote am Day-Ahead-Markt abgegeben hat,“ eingefügt.

ccc) Die bisherige Nummer 3 wird Nummer 2 und wie folgt gefasst:

„2. am Day-Ahead-Markt unverkauft gebliebene Strommengen, je Tranche, für die er nach Absatz 1 preislimitierte Gebote am Day-Ahead-Markt abgegeben hat.“

c) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

„(3) Wird im Fall von preislimitierten Angeboten nach Absatz 1 die nach § 2 Absatz 2 zu vermarktende Strommenge aus fernsteuerbaren Anlagen nicht oder nicht vollständig veräußert, veranlasst der Übertragungsnetzbetreiber die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen in Höhe der nicht veräußerten Strommenge. Für die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung nach Satz 1 sind die Bestimmungen nach den §§ 13a und 14 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes mit der Maßgabe anzuwenden, dass weder ein bilanzieller Ausgleich noch ein bilanzieller Ersatz erfolgt. Der Übertragungsnetzbetreiber ist verpflichtet, gleichzeitig mit der Bekanntgabe nach Absatz 2 Satz 6 auf seiner Internetseite bekannt zu geben, für welche Viertelstunden und für welche Strommengen in der jeweiligen Viertelstunde er die Reduzierung der Einspeiseleistung veranlasst hat.“

d) Absatz 4 wird aufgehoben.

e) Der bisherige Absatz 5 wird Absatz 4 und in dessen Satz 1 wird die Angabe „Absatz 4“ durch die Angabe „Absatz 3“ und werden die Wörter „Kosten für den untertägigen Ausgleich im Sinn der Anlage 1 Nummer 5.3 des Energiefinanzierungsgesetzes“ durch die Wörter „Ausgaben im Sinn der Anlage 1 Nummer 5.2 des Energiefinanzierungsgesetzes“ ersetzt.

Artikel 28

Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung

Die Innovationsausschreibungsverordnung vom 20. Januar 2020 (BGBl. I S. 106), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 5 wird wie folgt gefasst:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

„ § 5

Ausschluss von Geboten für Anlagenkombinationen

Die Bundesnetzagentur schließt Gebote für Anlagenkombinationen, die einen Speicher enthalten, von dem Zuschlagsverfahren aus, wenn der Anteil der auf den Speicher entfallenden Gebotsmenge nicht mindestens 25 Prozent der gesamten Gebotsmenge der Anlagenkombination entspricht.“

2. In § 9 werden die Wörter „Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion“ durch die Wörter „Spotmarktpreis nach § 3 Nummer 42a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ ersetzt.

3. § 13 wird wie folgt geändert:

   a) In Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 wird das Wort „und“ durch das Wort „oder“ ersetzt.

   b) In Absatz 6 werden die Wörter „und eingespeiste“ gestrichen.

4. § 19 wird wie folgt geändert:

   a) Der Wortlaut wird Absatz 1.

   b) Folgender Absatz 2 wird angefügt:

   „(2) Für Anlagen, deren Zuschläge in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins nach dem 30. November 2022 und vor dem … [einsetzen: Datum des Tags des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] ermittelt worden sind, ist § 9 in der am … [einsetzen: Datum des Tages vor dem Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] geltenden Fassung mit der Maßgabe nach Satz 2 anzuwenden. Ab dem Tag, an dem die Strombörsen erstmalig in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, verringert sich der anzulegende Wert für eine Kalenderstunde auf null, wenn in dieser Kalenderstunde für jede Kalenderviertelstunde der Spotmarktpreis nach § 3 Nummer 42a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes negativ ist“.

Artikel 29

Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes

In § 2 Nummer 22 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512) geändert worden ist, wird die Angabe „§ 3 Nummer 17“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 36“ ersetzt.

Artikel 30

Änderung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes

Das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), das zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:

   a) In der Angabe zu § 34 werden die Wörter „und Prüfung der Aussetzung der gesetzlichen Anordnung“ gestrichen.

   b) Die Angabe zu § 60 wird wie folgt gefasst:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

„§ 60 (weggefallen)“.

c) Nach der Angabe zu § 66 wird folgende Angabe zu § 67 eingefügt:

„§ 67 Übergangsbestimmung“.

2. § 12 Absatz 1 Satz 2 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 6 Buchstabe b wird der Punkt am Ende durch das Wort „und“ ersetzt.

b) In Nummer 7 wird das Wort „und“ am Ende durch einen Punkt ersetzt.

c) Nummer 8 wird aufgehoben.

3. In § 14 Absatz 3 Satz 1 wird die Angabe „bis 8“ durch die Angabe „bis 7“ ersetzt.

4. § 26 Absatz 4 wird aufgehoben.

5. § 34 wird wie folgt geändert:

a) In der Überschrift werden die Wörter „und Prüfung der Aussetzung der Anordnung der gesetzlichen Reduzierung“ gestrichen.

b) Die Absatzbezeichnung „(1)“ wird gestrichen und in Satz 3 werden nach dem Wort „Energiewirtschaftsgesetzes“ die Wörter „und von dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bei der Festlegung der Kriterien in der Rechtsverordnung nach § 60 Absatz 2“ gestrichen.

c) Die Absätze 2 bis 5 werden aufgehoben.

6. § 35 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird aufgehoben.

b) Der bisherige Absatz 3 wird Absatz 2.

7. In § 51 Absatz 1 Satz 1 werden die Wörter „oder Absatz 2 Satz 5“ gestrichen.

8. In § 52 Absatz 1 werden die Wörter „oder 2 Satz 5“ gestrichen.

9. § 60 wird wie folgt gefasst:

„ § 60

(weggefallen)“.

10. Nach § 66 wird folgender § 67 eingefügt:

„ § 67

Übergangsbestimmung

Für Anlagen, deren Umrüstung ein Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung vor dem …[einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] nach § 26 Absatz 4 verlangt hat, sind § 12 Absatz 1 Satz 1 Nummer 8, § 14 Absatz 3 Satz 1 und § 26 Absatz 4 in der bis zum Ablauf des … [einsetzen: Datum des Tags vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] geltenden Fassung anzuwenden.“

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Artikel 31

Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes

Das Energiefinanzierungsgesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237, 1272), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. I 2024 I Nr. 151) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In der Inhaltsübersicht wird die Angabe zu § 27 wie folgt gefasst:

   „§ 27 (weggefallen)“.

2. § 2 wird wie folgt geändert:

   a) In Nummer 7 wird die Angabe „§ 3 Nummer 2“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 6“ ersetzt.

   b) In Nummer 10 wird die Angabe „§ 3 Nummer 25“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 64“ ersetzt.

   c) Nach Nummer 13 wird folgende Nummer 13a eingefügt:

      „13a. Saldo des EEG-Kontos der Gesamtsaldo aus den Kontoständen der für die Aufgaben nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz von den Übertragungsnetzbetreibern jeweils geführten separaten Bankkonten nach § 47 Absatz 1 Satz 1 ohne die nach Anlage 1 Nummer 9.1 abgegrenzten Einnahmen und Ausgaben und ohne Berücksichtigung von Änderungen der Kontostände durch die Einzahlung oder Rückzahlung von Darlehensvaluta oder sonstiger der Zwischenfinanzierung dienenden Mittel,“.

   d) In Nummer 16 wird die Angabe „§ 3 Nummer 10a“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 16“ ersetzt.

   e) In Nummer 21 wird die Angabe „§ 3 Nummer 3“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 7“ ersetzt.

3. In § 4 Nummer 1 werden nach den Wörtern „jeweils folgende Kalenderjahr“ die Wörter „sowie die voraussichtliche Höhe des Anspruchs nach § 6 Absatz 1 Satz 1 oder Satz 2 für das laufende Kalenderjahr“ eingefügt.

4. § 5 wird wie folgt geändert:

   a) In Satz 1 werden nach den Wörtern „Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs“ die Wörter „, der voraussichtlichen oder tatsächlichen Höhe des Anspruchs nach § 6 Absatz 1 Satz 1 oder Satz 2“ eingefügt.

   b) In Satz 2 werden nach dem Wort „Finanzierungsbedarfe“ die Wörter „sowie der voraussichtlichen oder tatsächlichen Höhe des Anspruchs nach § 6 Absatz 1 Satz 1 oder Satz 2“ eingefügt.

5. § 6 wird wie folgt geändert:

   a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

      aa) Satz 1 wird wie folgt gefasst:

      „Wenn der Saldo des EEG-Kontos zum Ablauf des 31. Dezember eines jeden Kalenderjahres negativ ist, haben die Übertragungsnetzbetreiber gegen die Bundesrepublik Deutschland einen Anspruch auf Ausgleich in Höhe des Betrages, der dem negativen Saldo entspricht.“

      bb) In Satz 2 werden die Wörter „Differenzbetrag nach Satz 1“ durch die Wörter „Saldo des EEG-Kontos zum Ablauf des 31. Dezember eines jeden Kalenderjahres“ und die Wörter „dieses Betrages“ durch die Wörter „des Betrages, der dem positiven Saldo entspricht“ ersetzt.

   b) Absatz 3 wird wie folgt geändert:

      aa) Satz 1 wird durch folgenden Satz ersetzt:

      „Der Anspruch nach Absatz 1 Satz 1 wird vier Wochen nach Zugang der Mit-teilung der Bundesnetzagentur nach Absatz 2 Satz 2 beim Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, spätestens aber drei Monate nach Zugang der Kontoabrechnung nach Absatz 2 Satz 1 beim Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz fällig.“

bb) In Satz 2 werden nach den Wörtern „Die Bundesrepublik Deutschland kann“ die Wörter „nach Zugang der Mitteilung der Bundesnetzagentur nach Absatz 2 Satz 2“ eingefügt.

cc) Satz 4 wird durch folgenden Satz ersetzt:

„Der Anspruch nach Absatz 1 Satz 2 wird vier Wochen nach Zugang der Mit-teilung der Bundesnetzagentur nach Absatz 2 Satz 2 bei den Übertragungsnetzbetreibern, spätestens aber drei Monate nach Zugang der Kontoabrechnung nach Absatz 2 Satz 1 beim Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz fällig.“

dd) Folgender Satz wird angefügt:

„Die Übertragungsnetzbetreiber können nach Zugang der Mitteilung der Bundesnetzagentur nach Absatz 2 Satz 2 auch vor Eintritt der Fälligkeit leisten.“

c) Folgender Absatz 4 wird angefügt:

„(4) Die Bundesrepublik Deutschland kann auch vor Fälligkeit die Aufrechnung ihrer Forderung gegen die Übertragungsnetzbetreiber aus Absatz 1 Satz 2 gegen Forderungen der Übertragungsnetzbetreiber gegen die Bundesrepublik Deutschland aus § 7 Absatz 1 im laufenden Kalenderjahr erklären. Die Aufrechnung kann erklärt werden, sobald dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz die Mitteilung der Bundesnetzagentur nach Absatz 2 Satz 2 zugegangen ist und soweit darin die Forderung von der Bundesnetzagentur nicht beanstandet wurde. Die Aufrechnung durch die Übertragungsnetzbetreiber sowie die Aufrechnung weiterer gegenseitiger Forderungen aufgrund dieses Gesetzes ist nur zulässig, wenn und soweit sie in dem öffentlich-rechtlichen Vertrag nach § 9 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 nach dem Ablauf des … [einsetzen: Datum des Tages vor In-krafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] ausdrücklich vereinbart wird.“

6. § 7 wird wie folgt geändert:

a) Dem Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Auch unterjährige Wechsel zwischen positiven und negativen Abschlagszahlungen sind möglich.“

b) Absatz 2 Satz 2 wird durch folgende Sätze ersetzt:

„Sofern sich die Fälligkeit der Abschlagszahlungen nicht aus dem öffentlich-rechtlichen Vertrag nach § 9 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 ergibt, sind die Abschlagszahlungen jeweils zum 10. eines Kalendermonats zu leisten. Die Übertragungsnetzbetreiber übermitteln dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz bis zum Ablauf des 15. November eines jeden Kalenderjahres einen Vorschlag für die kalendermonatliche Gewichtung der Abschlagszahlungen für das jeweils folgende Kalenderjahr. Der Vorschlag bedarf der Zustimmung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Die Zustimmung soll bis zum Ablauf des 30. November eines jeden Kalenderjahres in Textform erteilt werden, sofern keine wesentlichen Gründe entgegenstehen. Die Abschlagszahlungen sind erfüllbar, sobald und soweit das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz seine Zustimmung zu der kalendermonatlichen Gewichtung der Abschlagszahlungen erteilt hat.“

c) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

„(3) Die Bundesrepublik Deutschland kann die kalendermonatliche Gewichtung und die Gesamthöhe der Abschlagszahlungen unterjährig unter Berücksichtigung der Entwicklung des Saldos des EEG-Kontos aus wesentlichen Gründen anpassen. Die Übertragungsnetzbetreiber können eine Anpassung der kalendermonatlichen Gewichtung und der Gesamthöhe der Abschlagszahlungen verlangen, wenn die Entwicklung des Saldos des EEG-Kontos dies erforderlich macht. Eine Anpassung nach Satz 2 kann insbesondere dann verlangt werden, wenn der Saldo des EEG-Kontos über einen längeren Zeitraum oder in nicht unerheblicher Höhe unterhalb der erforderlichen Liquidität liegt.“

d) In Absatz 4 werden die Wörter „der Salden der Bankkonten nach § 47 Absatz 1 Satz 1“ durch die Wörter „des Saldos des EEG-Kontos“ ersetzt.

7. § 12 Absatz 2 wird wie folgt geändert:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

a) In Satz 2 Nummer 1 und 2 werden jeweils die Wörter „Abschnitt 4 dieses Teils“ durch die Wörter „den §§ 30 bis 36“ ersetzt.

b) Folgender Satz wird angefügt:

„Die Erhebung der Umlagen erfolgt in den Fällen des Satz 1 und des Satz 2 Nummer 1 gegenüber dem nach den §§ 30 bis 36 begünstigten Unternehmen und im Fall von Satz 2 Nummer 2 gegenüber dem antragstellenden Unternehmen.“

8. In § 15 wird die Angabe „§ 3 Nummer 10“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 15“ ersetzt.

9. § 19 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Nummer 3 wird wie folgt gefasst:

„3. zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Unternehmen, bei denen die Erhebung der Umlagen nach § 12 Absatz 2 oder Absatz 3 durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgt, zum 31. August eines Kalenderjahres,“.

b) Folgender Absatz 3 wird angefügt:

„(3) Für die Differenz zwischen den nach § 56 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von den Verteilernetzbetreibern an den jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weitergegebenen Strommengen und den in der Endabrechnung nach § 50 Nummer 2 ausgewiesenen Strommengen sind zwischen den Verteilernetzbetreibern und dem jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bis zum Ablauf des 15. September des auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres für jeden Energieträger Ausgleichszahlungen zu leisten. Die Höhe der Ausgleichszahlungen ist für jede der in Anlage 1 Nummer 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unterschiedenen Energieträgergruppen separat als Produkt aus der für den jeweiligen Energieträger oder die Energieträgergruppe ermittelten Differenz nach Satz 1 und aus dem für diesen Energieträger oder diese Energieträgergruppe ermittelten, energieträgerspezifischen Jahresmarktwert des jeweiligen Leistungsjahres nach Maßgabe der Anlage 1 Nummer 4 des Erneuerbare-Energie-Gesetzes zu ermitteln.“

10. Dem § 20 Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Für die Differenz aus den Änderungen der zwischen den Verteilernetzbetreibern und dem jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber abzurechnenden Strommenge nach Satz 1 sind zwischen den Verteilernetzbetreibern und dem jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bei der jeweils nächsten Abrechnung für jeden Energieträger Ausgleichszahlungen zu leisten. § 19 Absatz 3 Satz 2 ist entsprechend anzuwenden.“

11. § 21 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 1 und Absatz 3 Nummer 3 wird jeweils das Wort „mit“ durch das Wort „in“ ersetzt.

b) Absatz 4 Satz 3 und 4 wird durch folgende Sätze ersetzt:

„Die Strommenge, die im Sinne des Absatz 1 Satz 1 zum Zweck der Zwischenspeicherung dem Netz entnommen wird, ist nach den folgenden Maßgaben zu bestimmen:

1. sie ist für jedes 15-Minuten-Intervall anhand der tatsächlichen Netzentnahme und dem zeitgleichen tatsächlichen Speicherverbrauch zu ermitteln,

2. sie entspricht dem niedrigeren Wert aus der tatsächlichen Netzentnahmemenge und dem zeitgleichen tatsächlichen Speicherverbrauch in dem 15-Minuten-Intervall, und

3. eine mess- und eichrechtskonforme Messung der Netzentnahme und des Speicherverbrauchs bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall ist nur erforderlich, wenn nicht schon anderweitig sichergestellt ist, dass Strom in der Höhe des niedrigeren Wertes nach Nummer 2 bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall in Ansatz gebracht wird.

Die Strommenge, die im Sinne des Absatzes 1 Satz 1 in dem Stromspeicher erzeugt in ein Netz eingespeist wird, ist nach den folgenden Maßgaben zu bestimmen:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

1. sie ist für jedes 15-Minuten-Intervall anhand der tatsächlichen Netzeinspeisung und der zeitgleichen tatsächlichen Speichererzeugung zu ermitteln,
2. sie entspricht dem niedrigeren Wert aus der tatsächlichen Netz-einspeisemenge und der zeitgleichen tatsächlichen Speichererzeugung in dem 15-Minuten-Intervall, und
3. eine mess- und eichrechtskonforme Messung der Netzeinspeisung und der Speichererzeugung bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall ist nur erforderlich, wenn nicht schon anderweitig sichergestellt ist, dass Strom in der Höhe des niedrigeren Wertes nach Nummer 2 bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall in Ansatz gebracht wird.

§ 46 Absatz 2 bis 5 ist nicht anzuwenden.“

c) Nach Absatz 4 wird folgender Absatz 4a eingefügt:

„(4a) In Kalenderjahren, in denen für den ins Netz eingespeisten Strom ein Zahlungsanspruch nach der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3 Satz 1 Nummer 3 und Absatz 3c in Verbindung mit § 19 Absatz 1 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes geltend gemacht wird, verringert sich der Anspruch auf Zahlung der Umlagen für die Netzentnahme auf Strom abweichend von den Absätzen 1 bis 4 in dem Umfang auf null, in dem für die an dieser Einspeisestelle eingespeiste Strommenge kein Anspruch nach § 19 Absatz 3 Satz 1 Nummer 3 und Absatz 3c in Verbindung mit § 19 Absatz 1 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht, höchstens jedoch für die in dem Kalenderjahr aus dem Netz entnommene Strommenge.“

d) In Absatz 6 wird die Angabe „§ 3 Nummer 17“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 36“ ersetzt.

12. § 27 wird wie folgt gefasst:

„ § 27

(weggefallen)“.

13. § 51 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) Der Nummer 2 wird das Wort „und“ angefügt.

bb) Die Nummer 3 wird aufgehoben.

cc) Die bisherige Nummer 4 wird Nummer 3 und in deren Buchstabe a werden nach dem Wort „EEG-Finanzierungsbedarfs“ die Wörter „, der voraussichtlichen Höhe eines Anspruchs nach § 6 Absatz 1 Satz 1 oder Satz 2 für das laufende Kalenderjahr“ eingefügt.

b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Bei der Veröffentlichung nach Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a sind die Datengrundlagen, Annahmen, Rechenwege, Berechnungen und Endwerte, die in die Ermittlung der jeweiligen Angaben nach Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a eingeflossen sind, anzugeben.“

14. § 52 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 Satz 2 wird aufgehoben.

b) Nach Absatz 2 wird folgender Absatz 2a wird eingefügt:

„(2a) Erfolgt die Erhebung der Umlagen auf die Netzentnahme für das jeweilige Kalenderjahr nach § 12 Absatz 2 oder Absatz 3 durch einen Übertragungsnetzbetreiber, ist das nach Teil 4 Abschnitt 4 dieses Gesetzes begünstigte oder antragstellende Unternehmen selbst zur Mitteilung der Angaben nach den Absätzen 1 und 2 an den Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet. Die Frist nach Absatz 2 fällt in den Fällen des Satzes 1 auf den 31. Mai des Kalenderjahres.“

15. § 53 wird wie folgt geändert:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

a) In Absatz 1 Nummer 3 werden nach der Angabe „Absatz 2“ die Angabe „, 2a“ eingefügt.

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 wird im Satzteil vor Nummer 1 die Angabe „28. Februar“ durch die Angabe „31. März“ ersetzt.

bb) Folgender Satz wird angefügt:

„Der Fristablauf nach Satz 1 verschiebt sich, soweit für die Mitteilung nach § 52 Absatz 2 eine spätere Frist als der 31. März vorgesehen ist, auf das Datum der späteren Frist.“

16. § 62 Absatz 2 Nummer 1 wird wie folgt geändert:

a) Im Satzteil vor Buchstabe a werden die Wörter „Voraussetzungen der Befreiung von Stromspeichern von einer Doppelbelastung mit Umlagen nach § 21 Absatz 1, 2 und 4 und zu den insoweit nach § 21 Absatz 1“ durch die Wörter „Voraussetzungen der Verringerung der Umlagen nach § 21 und zu den insoweit“ ersetzt.

b) In Buchstabe b wird das Wort „und“ am Ende durch ein Komma ersetzt.

c) In Buchstabe c wird nach dem Komma am Ende das Wort „und“ angefügt.

d) Folgender Buchstabe d wird angefügt:

„d) zu den Bedingungen für eine Anwendung von § 21 Absatz 4a für den Fall, dass die Inbetriebnahme oder ein Wechsel in die Pauschaloption nach § 19 Absatz 3c des Erneuerbare-Energien-Gesetzes innerhalb eines Kalenderjahres erfolgt,“.

17. Dem § 66 werden folgende Absätze 7 bis 9 angefügt:

„(7) Bei der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs für das Jahr 2025 ist § 4 Nummer 1 in Verbindung mit Anlage 1 in der am … [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] geltenden Fassung mit der Maßgabe anzuwenden, dass der Differenzbetrag nach Anlage 1 Nummer 1.1.2 nachträglich nicht berücksichtigt wird.

(8) § 7 Absatz 2 Satz 4 und 6 ist entsprechend anzuwenden auf die Gewichtung der kalendermonatlichen Abschlagszahlungen der Bundesrepublik Deutschland an die Übertragungsnetzbetreiber für das Kalenderjahr 2025, die die Übertragungsnetzbetreiber auf der Grundlage der Bestimmungen des öffentlich-rechtlichen Vertrags nach § 9 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 bis zum Ablauf des … [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 35 Absatz 1] an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz übermittelt haben.

(9) Zum Ablauf des … [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten nach Artikel 35 Absatz 1] bereits bestehende Regelungen des öffentlich-rechtlichen Vertrags nach § 9 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 zur Aufrechnung, sind ab dem … [einsetzen: Datum des Tags des Inkrafttretens nach Artikel 35 Absatz 1] nicht mehr anzuwenden.“

18. Die Anlage 1 wird wie folgt geändert:

a) Die Nummer 1.1 wird wie folgt gefasst:

„1.1 Derr EEG-Finanzierungsbedarf wird transparent ermittelt aus dem Differenzbetrag zwischen den prognostizierten Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber nach den Nummern 2.3, 4.1., 4.3 und 4.4 und den prognostizierten Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber nach den Nummern 3 und 5.1 bis 5.10 für das jeweils folgende Kalenderjahr.“

b) In Nummer 4.4 werden die Wörter „des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes“ gestrichen.

c) Nummer 5 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 5.7. wird die Angabe „§ 3“ durch die Angabe „§ 4“ ersetzt.

bb) In Nummer 5.9 wird das Wort „und“ am Ende durch ein Komma ersetzt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

cc) In Nummer 5.10 wird der Punkt am Ende durch das Wort „und“ ersetzt.

dd) Folgende Nummer 5.11 wird angefügt:

„5.11 Zahlungen der Übertragungsnetzbetreiber an die Bundesrepublik Deutschland nach den §§ 6 und 7.“

d) Nummer 9.3 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 2 werden nach den Wörtern „Einnahmen und Ausgaben“ die Wörter „und der Differenzbetrag der tatsächlichen nach Nummer 9.1 abgegrenzten Einnahmen und Ausgaben“ eingefügt.

bb) Folgender Satz wird angefügt:

„Der Wert des Abzugs darf keinen negativen Wert annehmen.“

e) In Nummer 10 Satz 1, 2 und 3 wird jeweils die Angabe „1.1.1“ durch die Angabe „1.1“ ersetzt.

Artikel 32

Änderung des Wärmeplanungsgesetzes

Das Wärmeplanungsgesetz vom 20. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 394) wird wie folgt geändert:

1. § 3 Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) Nummer 15 wird wie folgt geändert:

aa) In Buchstabe h wird die Angabe „§ 3 Nummer 17“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 36“ ersetzt.

bb) In Buchstabe i werden die Wörter „§ 3 Nummer 24a und Nummer 24b“ durch die Wörter „§ 3 Nummer 59 und 60“ ersetzt.

2. § 11 Absatz 1 Nummer 2 wird wie folgt geändert:

a) In Buchstabe a wird die Angabe „§ 3 Nummer 4“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 8“ ersetzt.

b) In Buchstabe b wird die Angabe „§ 3 Nummer 26b“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 67“ ersetzt.

c) In Buchstabe c wird die Angabe „§ 3 Nummer 18“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 37“ ersetzt.

Artikel 33

Änderung der Betriebssicherheitsverordnung

In § 1 Absatz 4 Satz 1 der Betriebssicherheitsverordnung vom 3. Februar 2015 (BGBl. I 49), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3146) geändert worden ist, wird die Angabe „§ 3 Nummer 15“ wird durch die Angabe „§ 3 Nummer 30“ ersetzt.

Artikel 34

Änderung der Luftverkehrsordnung

In § 21h Absatz 3 Nummer 3 der Luftverkehrsordnung vom 29. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1894), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 9. Juli 2024 (BGBl. I 2024 I Nr. 25) geändert worden ist, wird die Angabe „§ 3 Nummer 11“ durch die Angabe „§ 3 Nummer 24“ ersetzt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Artikel 35

Inkrafttreten

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

(2) Artikel 25 tritt mit Wirkung vom 1. Januar 2025 in Kraft.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Begründung

A. Allgemeiner Teil

I. Zielsetzung und Notwendigkeit der Regelungen

Um zur Erreichung der Klimaschutzziele aus dem Übereinkommen von Paris beizutragen, ist es wichtig, dass Deutschland spätestens im Jahr 2045 klimaneutral ist. Dabei ändert sich die Struktur der Stromerzeugung in Deutschland erheblich. Der zügige Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) und der im Zuge der Energiewende massiv steigende Strombedarf erfordern einen schnellen Ausbau und sicheren Betrieb des deutschen Stromübertragungsnetzes. Es ist erforderlich, Strom zunehmend über weite Strecken zu transportieren. Insbesondere der im Norden Deutschlands erzeugte Strom aus Windenergieanlagen muss zu den Verbrauchsschwerpunkten im Süden und Westen Deutschlands geleitet werden. Es gilt, Engpässe in der Stromversorgung innerhalb des deutschen Netzes zu beseitigen. Darüber hinaus sollen die Voraussetzungen für den zunehmenden grenzüberschreitenden Stromhandel geschaffen werden. Daraus resultiert ein Netzausbaubedarf insbesondere in der Höchstspannungsebene.

Die §§ 12a bis 12e EnWG enthalten Regelungen zur Netzausbaubedarfsplanung. Nach § 12e Absatz 1 Satz 2 EnWG ist der Bundesbedarfsplan mindestens alle vier Jahre dem Bundesgesetzgeber vorzulegen. Grundlage hierfür ist der Netzentwicklungsplan Strom. Die Bundesnetzagentur hat am 1. März 2024 den Netzentwicklungsplan Strom 2023-2037/2045 bestätigt und der Bundesregierung gemäß § 12e Absatz 1 Satz 1 EnWG als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan vorgelegt. Die im NEP 2023-2037/2045 bestätigten zusätzlichen Leitungsmaßnahmen sind für den verstärkten und beschleunigten Klimaschutz unabdingbar. Der bisherige Bundesbedarfsplan muss aktualisiert werden. Nach § 12e Absatz 1 Satz 2 EnWG ist der Entwurf des Bundesbedarfsplans mindestens alle vier Jahre dem Bundesgesetzgeber vorzulegen. Mit den regelmäßigen Anpassungen des Bundesbedarfsplangesetzes soll eine Beschleunigung der erfassten Planungs- und Genehmigungsverfahren für Netzausbauvorhaben auf Höchstspannungsübertragungsnetzebene gewährleistet werden.

Eine sichere, zuverlässige und bezahlbare Stromversorgung, die zunehmend auf aus erneuerbaren Energiequellen erzeugter Elektrizität beruht, ist von großer Bedeutung für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Unter einem systemischen Gesichtspunkt muss gewährleistet sein, dass insbesondere für Systemsicherheitsmaßnahmen der Netzbetreiber die tatsächliche Steuerbarkeit und Sichtbarkeit von Stromerzeugungsanlagen, einschließlich Stromspeicher, sichergestellt und überprüft werden und das Übertragungsnetz die erzeugte Energie auch in einem Umfang transportieren kann, die den Strombedarf Deutschlands deckt und gleichzeitig einen stabilen Betrieb des Übertragungsnetzes gewährleistet.

Der Entwurf dient zudem der Umsetzung von verbraucherschützenden und die Transparenz auf dem Strommarkt verbessernden Vorschriften aus der Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates (ABl. L vom 31. Oktober 2023) (RED III) und der Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zu Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2011 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union (ABl. L vom 26.6.2024) („novellierte Strommarktrichtlinie“). Er soll zudem mehr Verbrauchern die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen ermöglichen, indem Vorgaben zum sog. Energy Sharing umgesetzt werden und auch die Vermarktung der Reststrommengen erleichtert wird. Hierzu wird insbesondere die sog. Starre Proportionalität in bestimmten Fällen aufgehoben.

Die Bundesregierung hat sich am 5. Juli 2024 auf eine „Wachstumsinitiative“ geeinigt. Da-rin wird unter anderem eine Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem durch Regelungen zu Steuerbarkeit und Direktvermarktung von erneuerbaren Energien sowie Umgang mit negativen Preisen angekündigt. Der hiesige Gesetzentwurf dient der Umsetzung dieser Punkte. Gleichzeitig wird durch diese und weitere Regelungen Vorsorge für Zeiten temporärer

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Erzeugungsüberschüsse getroffen, die zuletzt vermehrt aufgetreten sind. Dies sind Zeiten, in denen sehr viel Strom aus EE-Anlagen in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird und der Stromverbrauch zeitgleich gering ist. Der Strom findet dann zu normalen Preisen keine Nachfrage mehr. Da Stromerzeugung und Stromverbrauch im Stromnetz stets aus-geglichen sein müssen, wird der Strom dann zu teilweise stark negativen Preisen verkauft. Diese negativen Preise erhöhen die Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien und die Kosten des Stromsystems insgesamt. Darüber hinaus können temporäre Erzeugungs-überschüsse eine Herausforderung für die Systemsicherheit des Netzbetriebs sein. Der Entwurf sieht daher Regelungen vor, um den Herausforderungen aus den temporären Er-zeugungsüberschüssen zu begegnen, indem die Flexibilität im Stromsystem erhöht wird und erneuerbare Energien zunehmend mehr Funktionen für die Systemsicherheit übernehmen.

Im Day-Ahead-Markt der Strombörsen werden Viertelstundenprodukte eingeführt, was eine Anpassung der bisherigen Vorgaben für die Marktprämienberechnung im EEG sowie die Vermarktung einspeisevergüteter Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in der EEV erforderlich macht.

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz hat sich nach dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024 („Solarpaket I“) zudem punktuell weiterer Anpassungsbedarf ergeben, um noch verbliebene bürokratische Hürden abzubauen sowie um Rahmenbedingungen zu setzen, die möglichst vergleichbare Wettbewerbsbedingungen beim Ausbau der erneuerbaren Energien ermöglichen.

Seit Inkrafttreten des Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG) Anfang 2023 werden die den Netzbetreibern nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) entstehenden (Netto-) Ausgaben durch Zahlungen des Bundes ausgeglichen. Bei der Anwendung des Gesetzes hat sich systematischer Anpassungsbedarf im EnFG gezeigt.

Dieser Entwurf steht im Kontext der gefährdeten rechtzeitigen Erreichung der Ziele der Resolution der Generalversammlung der Vereinten Nationen vom 25. September 2015 „Transformation unserer Welt: die UN-Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung“ und trägt insbesondere zur Förderung der Erreichung des Nachhaltigkeitsziels 7 „Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle sichern“ bei.

II. Wesentlicher Inhalt des Entwurfs

Mit der Änderung des **Bundesbedarfsplangesetzes** wird der Bundesbedarfsplan aktualisiert. Es werden 60 zusätzliche Netzausbauvorhaben aufgenommen. Es werden fünf Netzausbauvorhaben geändert. Ein Vorhaben wird gestrichen. Die einzelnen Vorhaben werden im Bundesbedarfsplan mit Hilfe ihrer Netzverknüpfungspunkte als Anfangs-, Zwischen- und Endpunkt einer Höchstspannungsleitung benannt.

Für die neuen und geänderten Netzausbauvorhaben wird gemäß § 12e Absatz 4 EnWG die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt. Dies bindet die zuständigen Behörden in den Verfahren für die Planfeststellung und die Plangenehmigung. Zur Verfahrensbeschleunigung greift weiterhin eine Rechtswegverkürzung, wonach das Bundesverwaltungsgericht erste und letzte Instanz für Rechtsstreitigkeiten mit Bezug auf die Vorhaben des Bundesbedarfsplans ist.

Zudem werden die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden neuen und geänderten Netzausbauvorhaben identifiziert, auf die die Regelungen des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz gemäß § 2 Absatz 1 NABEG anzuwenden sind. Für diese Vorhaben sehen das NABEG und die Planfeststellungszuweisungverordnung (PlfZV) eine Bundesfachplanung und ein bundeseinheitliches Planfeststellungsverfahren vor, um so insbesondere Verzögerungen bei Projekten, die Ländergrenzen überschreiten, zu vermeiden. Die Bundesnetzagentur führt für diese Vorhaben die Bundesfachplanung nach den §§ 4 bis 17 NABEG und die Planfeststellung nach den §§ 18 bis 28 NABEG durch. Somit wird für diese länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Netzausbauvorhaben die Zuständigkeit für die Planungs- und Genehmigungsverfahren bei einer einzigen Behörde gebündelt. Auf diese Weise werden einheitliche Verfahrensvorschriften für ein Vorhaben, eine einheitliche Rechtspraxis und ein einziger Ansprechpartner für die Vorhabenträger gewährleistet.

Der Entwurf enthält zudem Maßnahmen, die es den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) ermöglichen, auch systemisch eine weiterhin sichere und zuverlässige Versorgung der Letztverbraucher mit Elektrizität sicherzustellen. Mit dem neuen § 13l EnWG erhalten die ÜNB mit Regelzonenverantwortung ein weiteres Mittel zur Wahrung der Systemstabilität, indem sie von Betreibern von Erzeugungsanlagen verlangen können, dass eine Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie ggf. auch von

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve) umgerüstet wird. Diese Maßnahme setzt Empfehlungen des Systemstabilitätsberichts 2023 der ÜNB um. Der neue § 13l EnWG soll die Bereitstellung dieser Systemdienstleistungen erleichtern und die emissionsfreie Nachnutzung der von der Regelung umfassten stillzulegenden Kraftwerksgeneratoren im Interesse der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromnetzes ermöglichen. Zudem wird durch Anpassung des § 49a EnWG die Abrechnung der Kosten von Schutz- und Sicherungsmaßnahmen im Zusammenhang mit der Höherauslastung des Übertragungsnetzes weiterentwickelt. Es werden Regelungen zur Verteilung dieser Kosten im Verhältnis zwischen Übertragungsnetzbetreibern und von der Höherauslastung betroffenen Betreibern technischer Infrastrukturen verteilt werden. Dadurch leistet die Regelung einen Beitrag zu einer erfolgreichen Fortsetzung der Höherauslastung des Übertragungsnetzes. Der Entwurf enthält zudem Regelungen zur Sicherstellung und Überprüfung der tatsächlichen Steuerbarkeit und Sichtbarkeit von Stromerzeugungsanlagen, einschließlich Stromspeicher, für Systemsicherheitsmaßnahmen der Netzbetreiber.

Daneben enthält der Gesetzentwurf Regelungen im Bereich des Netzanschlussverfahrens, insbesondere zur Erhöhung der Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten, zur Schaffung eines einheitlichen Rahmens für Reservierungen von Netzanschlusskapazität, zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen sowie zur Standardisierung und Digitalisierung von Abläufen im Netzanschlussprozess. Die Vorschriften haben das Ziel, den Netzanschluss, insbesondere von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien sowie Ladesäulen für Elektromobile und Wärmepumpen zu beschleunigen.

Der Entwurf dient zudem der Umsetzung von verbraucherschützenden Vorschriften aus der novellierten Strommarktrichtlinie und der Gasrichtlinie. Mit den Regelungen des EnWG zu den Energieendkundenmärkten wurden bereits im Jahr 2021 Vorgaben der Strombinnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt. Zur Gewährleistung eines einheitlichen Verbraucherschutzstatus im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung wurde dabei die Einheitlichkeit des Rechtsrahmens für Strom- und Gaslieferungen im Grundsatz erhalten. Daher setzt bereits das geltende Energiewirtschaftsgesetz in seinem Teil 4 auf die Endkundenmärkte bezogene Vorgaben auch der neuen Gasrichtlinie bereits um. Ziel der novellierten Gasrichtlinie war unter anderem, die Vorgaben für den Gasbereich an die im Strombereich nach der Strombinnenmarktrichtlinie EU 2019/944 geltenden Regelungen anzugleichen, die bereits mit dem Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (in Kraft getreten am 27. Juli 2021) in nationales Recht umsetzt wurden. Neben der erforderlichen zusätzlichen Umsetzung von Änderungen der Strombinnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944 durch die novellierte Strommarktrichtlinie werden mit dem vorliegenden Gesetzentwurf noch Ergänzungen und redaktionelle Klarstellungen vorgenommen, die ebenfalls einer Umsetzung der Gasrichtlinie dienen.

Der Entwurf enthält Regelungen, um den Herausforderungen aus temporären Erzeugungsüberschüssen zu begegnen, indem die Flexibilität im Stromsystem erhöht wird und erneuerbare Energien zunehmend mehr Funktionen für die Systemsicherheit übernehmen. Die wesentlichen Inhalte lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Entbürokratisierung der Direktvermarktung: Es werden diverse Klarstellungen und Vereinfachungen vorgenommen, um die Direktvermarktung niedrigschwellig nutzbar und massengeschäftstauglich zu machen und dadurch eine stärkere Marktintegration von EE-Anlagen zu erreichen. Unter anderen wird Betreibern von Anlagen mit älteren Wechselrichtern, bei denen keine Einrichtungen zur mehrstufigen oder stufenlosen Steuerung möglich sind, ermöglicht, ebenso an der Direktvermarktung teilzunehmen. Zudem wird die zeitliche Frist zum Nachweis der Fernsteuerbarkeit näher an den tat-sächlichen Gegebenheiten des Anlagenbetriebs ausgerichtet. Weiter wird die Nutzung des Smart-Meter-Gateways für eine Übergangszeit bis zum 1. Januar 2027 ausgesetzt, wodurch Direktvermarktungsunternehmen Zeit verschafft wird, um ihrerseits eine Steuerung über Smart-Meter-Gateways vollumfänglich und massentauglich umzusetzen.

- Absenkung der Direktvermarktungsschwelle: Um eine bessere Markt- und Systemintegration zu erreichen, wird für Neuanlagen die sogenannte Direktvermarktungs-schwelle auf 25 Kilowatt installierter Leistung herabgesenkt, wodurch mehr Anlagen der Veräußerungsform der Direktvermarktung zugeordnet werden. Diese Absenkung erfolgt schrittweise in drei Jahren. Um dennoch unbillige Härten für Neuanlagen durch die schrittweise Absenkung der Direktvermarktungsschwelle zu vermeiden und gleichzeitig den Einfluss der einspeisevergüteten Anlagen auf temporäre Erzeugungsüberschüsse nicht zu verschärfen, können vor dem 1. Januar 2028 in Betrieb genommene Anlagen bis zum 31. Dezember 2028 die Veräußerungsform der Einspeisevergütung befristet nutzen, wenn sie ihre maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt auf 30 Prozent reduzieren.

- Weitgehende Abschaffung der Vergütung bei negativen Preisen und Anpassung der Kompensationsregelungen für PV-Anlagen: Damit Neuanlagen unmittelbaren Preissignalen ausgesetzt werden und damit eine

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

stärkere Marktintegration der erneuerbaren Energien erreicht wird, wird der ohnehin gesetzlich vorgesehene schrittweise Ausstieg aus der Förderung von Anlagen in Zeiten negativer Spotmarktpreise zur Eindämmung von temporären Erzeugungsüberschüssen vorgezogen und die Regelung umfassend auf nahezu alle Neuanlagen ausgedehnt. Dadurch wird für die Anlagen ein Anreiz geschaffen, in Zeiten negativer Preise nicht einzuspeisen, indem sie in diesen Zeiten Eigenverbrauch betreiben oder den Strom zur späteren Nutzung oder Einspeisung einspeichern. Darüber hinaus ist für PV-Anlagen eine veränderte Kompensationsregelung für die Ertragsausfälle zu Zeiten negativer Preise vorgesehen. Die bisherige Regelung zur Verlängerung des Förderzeitraums hat für PV-Anlagen regelmäßig keine angemessene Kompensation ermöglicht, wenn die Verlängerung des Förderzeitraums in sonnenarme Zeiträume z.B. im Winter fiel. PV-Anlagen erzeugen Strom tagsüber und weitgehend im Frühjahr, Sommer und Herbst. Der Grundansatz der neuen Kompensationsregel ist daher, dass im Fall von PV-Anlagen die Zeiten negativer Preise unter Berücksichtigung des durchschnittlichen Ertragspotenzials der Anlagen an den Förderzeitraum angehängt werden sollen.

- Modernisierung der Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber: Um eine bessere Markt- und Systemintegration von einspeisevergüteten Anlagen, welche durch den Übertragungsnetzbetreiber vermarktet werden, zu erreichen, werden die Vorgaben für die Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber angepasst. Um temporären Erzeugungsüberschüssen präventiv zu begegnen, ist der Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, die in fernsteuerbaren Anlagen in der Einspeisevergütung erzeugten Strommengen preislimitiert zur vermarkten und die Wirkleistungseinspeisung dieser Anlagen in Höhe der am Day-Ahead-Markt ggf. unverkauft gebliebenen Strommengen zu reduzieren. Dadurch wird die bisher notwendige Vermarktung dieser Strommengen auch zu hoch negativen Preisen vermieden. Der betroffene Anlagenbetreiber erhält nach Maßgabe der Neuregelungen einen finanziellen Ausgleich, um ihn in diesen Fällen wirtschaftlich schadlos zu stellen.

- Regelungen zur Digitalisierung der Energiewende: Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende vom Mai 2023 wurde der Smart-Meter-Rollout erfolgreich reaktiviert. Gleichwohl hat der Digitalisierungsbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz nach § 48 des Messstellenbetriebsgesetzes vom Juli 2024 anhand von vorbereitenden Gutachten und einem intensiven Branchenprozess kurzfristigen Nachsteuerungsbedarf ergeben, um die Digitalisierung systemorientierter und robuster aufzustellen und den Rollout zu verstetigen. Der Entwurf enthält Regelungen zur Umsetzung des Digitalisierungsberichts sowie der Entscheidungen der Wachstumsinitiative der Bundesregierung. Zentral sind neu geschaffene Regelungen für den Rollout von Steuerungstechnik, zur Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit des Messstellenbetriebs und zur Cybersicherheit und Absicherung der energiewirtschaftlichen Datenkommunikation für den Schwarzfall.

- Steuerungsfähigkeit der Netzbetreiber: Netzbetreiber müssen jederzeit in der Lage sein, bestimmte Anlagen zu steuern und die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen. Die Fähigkeit zur Steuerung (ferngesteuerten Regelung) von Anlagen durch Netzbetreiber und Sichtbarkeit der Anlagen für diese wird durch jährliche Tests sichergestellt.

Im Day-Ahead-Markt der Strombörsen werden Viertelstundenprodukte eingeführt, was eine Anpassung der bisherigen Vorgaben über die Marktprämienberechnung im EEG so-wie über die Vermarktung nach dem EEG einspeisevergüteter Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber in der EEV erforderlich macht.

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz werden weitere bürokratische Hürden beseitigt. So wird z.B. die Errichtung von Garten-PV-Anlagen weiter erleichtert, indem sie von den spezifischen Regelungen für Freiflächenanlagen ausgenommen werden. Zudem werden Hürden für bewegliche Agri-PV-Anlagen abgebaut, die als sog. „Trackeranlagen“ der Sonne nach-geführt werden können. Diese sollen in Zukunft einfacher an den Ausschreibungen für Agri-PV-Anlagen teilnehmen können. Der Grundsatz der sog. starren Proportionalität, welcher bei einer aufgeteilten Vermarktung von Strom aus einer EE-Anlage in unterschiedlichen Veräußerungsformen vorgibt, dass die betroffenen Strommengen jederzeit nach einem starren prozentualen Verhältnis aufzuteilen sind, wird für die Konstellationen längerer Direktleitungen und die gemeinsame Nutzung von Strom aus EE-Anlagen im Wege des sogenannten „Energy Sharings“ nach § 42c EnWG aufgehoben und den Betreibern so eine flexiblere Bewirtschaftung ermöglicht.

Die systematischen Änderungen im Energiefinanzierungsgesetz zielen darauf ab, das Finanzierungssystem für den Ausbau der erneuerbaren Energien nach dem EEG nachvoll-ziehbarer und praxistauglicher zu gestalten. Insbesondere werden die Ermittlung des Finanzierungsbedarfs und die Ermittlung des Jahresausgleichsanspruchs stärker voneinander abgegrenzt und der Jahresausgleichsanspruch zukünftig auf den Ausgleich des Saldos des EEG-Kontos der Übertragungsnetzbetreiber gerichtet.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Mit der Gesetzesänderung werden zudem redaktionelle Änderungen vorgenommen, um Unrichtigkeiten, die in Folge vorangegangener Gesetzgebungsverfahren entstanden sind und Folgeänderungen zu geänderten Ministeriumsbezeichnungen aus dem Organisationserlass des Bundeskanzlers aus dem Jahr 2021 umzusetzen.

III. Exekutiver Fußabdruck

Die Regelungen zur Beschleunigung von Netzanschlüssen an das Elektrizitätsverteilernetz in Artikel 1 Nummer 22, 24 und 25 bis 26 sowie in Artikel 26 Nummer 4 und 5 (§§ 14e, 17, 17a bis 17c, 18 EnWG sowie §§ 8 bis 8f EEG) wurden im Rahmen des Branchendialogs „Beschleunigung von Netzanschlüssen“ diskutiert. Diesen Stakeholder-Prozess hatte das BMWK bereits im Juni 2022 initiiert. Zur wissenschaftlichen Unterstützung des Prozesses wurde ein Beraterkonsortium beauftragt. Das Gutachterkonsortium hat wesentlich zur Erstellung einer sogenannten Fokus-Agenda zur Beschleunigung von Netzanschlüssen beigetragen. Mit den in dieser Gesetzesnovelle enthaltenen Regelungen erfolgt die gesetzliche Umsetzung von zentralen, im Rahmen der Fokus-Agenda identifizierten, Maßnahmen.

Aufbauend auf den Arbeiten des Branchendialogs hat das BMWK die vorgelegten Regelungsentwürfe zur Beschleunigung von Netzanschlüssen erarbeitet.

Auf Basis der in der Verbändeanhörung zu dem vorliegenden Gesetzentwurf eingegangenen Stellungnahmen der Verbände, ist der Entwurf in seiner wesentlichen Ausrichtung wie folgt verbessert worden:

- In Artikel 1 Nummer 25 (§17b EnWG) wurde der Aufwand zur Erstellung der Online-Tools für Netzbetreiber verringert, wobei jedoch der zentrale Informationsgewinn für die Nutzerseite erhalten bleibt. Dadurch reduziert sich der Umfang der im Rahmen der unverbindlichen Netzanschlussauskunft automatisiert zur Verfügung zu stellenden Informationen.
- In Artikel 1 Nummer 25 und Artikel 26 Nummer 5 (§17a EnWG, § 8a EEG) wurde die Detailtiefe und Komplexität der Regelung reduziert, ohne an dem Grundkonzept der Regelung zu Rückmeldefristen im Netzanschlussverfahren Abstriche zu machen.
- Die Regelung zur Reservierung von Netzanschlusskapazität in Artikel 26 Nummer 5 (§ 8e EEG) wurde dahingehend verbessert, dass die Netzbetreiber bei der Ausarbeitung von Vorgaben auch die Verbände, deren satzungsmäßige Interessen berührt werden, zu beteiligen haben.

Hierbei gab es hinsichtlich der Regelungen zu Transparenz im Elektrizitätsversorgungsnetz sowie zur Reservierung von Netzanschlusskapazität bereits einen Entschließungsantrag des Deutschen Bundestages zu dem von ihm verabschiedeten Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (vgl. BT-Drucksache 20/9187, Seite 12, Buchstabe b, Ziffern 3 und 4). Hinsichtlich flexibler Netzanschlussvereinbarungen besteht zudem ein Umsetzungserfordernis aus der Richtlinie (EU) 2024/1711 (novellierte Strombinnenmarktrichtlinie). Auch die Regelung zu digitalen Netzanschlussportalen geht u.a. auf den Entschließungsantrag des Deutschen Bundestages zu dem vom ihm verabschiedeten Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung zurück (vgl. BT-Drucksache 20/11180, Seite 9, Ziffer II. 21).

Die betroffenen Branchenverbände wurden sowohl bei der Erarbeitung der Fokus-Agenda als auch der einzelnen Lösungsansätze regelmäßig konsultiert. Es konnten Eckpunktpapiere kommentiert werden und die Teilnahme an Umfragen und Arbeitstreffen war möglich.

Die Anpassung des Messstellenbetriebsgesetzes (Artikel 19) wurde in weiten Teilen auf Grundlage des Digitalisierungsberichts nach § 48 MsbG vom Juli 2024 erarbeitet. Der Bericht wurde in enger Abstimmung mit den Verbänden seit Oktober 2023 inhaltlich vorbereitet. In einer ersten Phase wurde im Auftrag des BMWK ein umfassendes Gutachten zu den wesentlichen Fragestellungen erarbeitet. Herzstück ist eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse, welche für eine tragfähige Finanzierung und eine gerechte Kostenverteilung elementar ist. Aufbauend auf dem Gutachten hat das BMWK regulatorische Optionen anhand eines ausführlichen Konsultationspapiers mit einem Online-Fragebogen zur Diskussion gestellt. Die relevanten Verbände und Unternehmen waren branchenübergreifend in beiden Phasen eingebunden und haben mit hohem Engagement mitgewirkt. Die Anpassungen im Hinblick auf die Absenkung der Schwellenwerte für die Steuerbarkeit und die damit einhergehende

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Weiterentwicklung des Smart-Metering- zum Smart-Grid-Rollout dienen der Umsetzung der Wachstumsinitiative der Bundesregierung (Ziffer 42b).

Auf Basis der in der Verbändeanhörung zu dem vorliegenden Gesetzentwurf eingegangenen Stellungnahmen der Verbände ist der Entwurf in seiner wesentlichen Ausrichtung wie folgt verbessert worden:

- In den §§ 29 und 30 MsbG wurde die zunächst vorgeschlagene Erhöhung des Schwellenwerts für den Einbau von intelligenten Messsystemen bei reinen Verbrauchern (ohne flexible Last oder EE-Anlage) auf 10.000 Kilowattstunden Jahresverbrauch zugunsten der Beibehaltung des Schwellenwerts von 6.000 Kilowattstunden pro Jahr revidiert und damit eine noch breitere Digitalisierung ermöglicht.

- Zudem wurde im § 30 MsbG die Wirtschaftlichkeit des Rollouts weiter verbessert und den Preisentwicklungen für den Erwerb, den Einbau und den Betrieb von intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen seit Inkrafttreten des Messstellenbetriebsgesetzes 2016 vermehrt Rechnung getragen.

- Die Verbraucherinteressen wurden in § 30 u.a. durch eine Teilung der Steuerungskosten sowie eine breitere Verteilung der Kosten auch auf größere Stromkunden stärker berücksichtigt.

Auf Basis der Stellungnahmen der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland (TenneT, 50Hertz Transmission, Amprion und TransnetBW) wurden Artikel 27 Nummer 2 Nummer 3 und Nummer 4 des vorliegenden Gesetzentwurfs in seiner wesentlichen Ausrichtung dahingehend verbessert, dass

- wegen der Einführung von Viertelstunden-Produkten in der Day-Ahead-Auktion Viertelstunden-Produkte nicht nur die Vorgaben zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber in § 2 EEV, sondern auch die Vorgaben zur Transparenz der Vermarktungstätigkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in § 3 EEV angepasst wer-den und

- für die prognostizierte Strommengen aus nicht fernsteuerbaren Anlagen die bisherigen Handlungsbefugnisse der Übertragungsnetzbetreiber bei der Vermarktung, insbesondere bei der Preissetzung, beibehalten werden.

Auf Basis der Stellungnahmen der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland (Ten-neT, 50Hertz Transmission, Amprion und TransnetBW) wurde Artikel 31 Nummer 5 und Nummer 9 des vorliegenden Gesetzentwurfs in seiner wesentlichen Ausrichtung dahingehend verbessert, dass

- nicht nur bei der Jahresabrechnung nach § 19 EnFG entstehende Differenz-Strommengen, sondern auch bei nachträglichen Korrekturen nach § 20 EnFG entstehende Differenz-Strommengen finanziell und damit auf gleiche Weise ausgeglichen werden und

- die in § 51 Nummer 3 EnFG normierte, aber nicht erforderliche Veröffentlichungs-pflicht der Übertragungsnetzbetreiber aufgehoben wird und der Wegfall dieser Veröffentlichungspflicht damit der Entbürokratisierung dient.

Die Regelungsentwürfe zur systematisch-technischen Anpassung des EnFG wurden mit den vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland (TenneT, 50Hertz Transmission, Amprion und TransnetBW) im Rahmen eines regelmäßigen Austauschs auf Fachebene erörtert.

IV. Alternativen

Keine. In Bezug auf die Änderungen des **Bundesbedarfsplangesetzes** ist in § 12e Absatz 4 Satz 1 EnWG normiert, dass Änderungen des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber zu erlassen sind und dadurch für die geänderten und neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt werden. Die verbraucherschützenden Vorschriften sowie die Regelungen zum Energy Sharing dienen der Umsetzung von unionsrechtlichen Vorgaben, die zwingend in nationales Recht umzusetzen sind. Um temporären Erzeugungsüberschüssen schnellstmöglich begegnen zu können, ist die im Entwurf anvisierte Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem und die zunehmende Übernahme von Funktionen für die Systemsicherheit durch die erneuerbaren Energien erforderlich. Die Regelungen zur Marktprämienberechnung und zur ÜNB-Vermarktung im Hinblick auf die Einführung der Viertelstundenprodukte im Day-Ahead-Markt sind erforderlich, da diese voraussichtlich bereits im März 2025 eingeführt werden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

V. Gesetzgebungskompetenz

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes ergibt sich aus Artikel 74 Absatz 1 Nummer 11 Grundgesetz (GG). Das vorliegende Gesetz fällt in den Bereich des Rechts der Wirtschaft, das die Energiewirtschaft einschließlich der Erzeugung und Verteilung von Energie um-fasst.

Eine bundesgesetzliche Regelung ist im Sinne des Artikels 72 Absatz 2 GG zur Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit erforderlich. Die gesetzlichen Änderungen dienen der energiewirtschaftlichen Bedarfsplanung für den Ausbau des Stromübertragungsnetzes. Die Versorgungsaufgabe des Stromübertragungsnetzes geht regelmäßig über die Grenzen eines Bundeslandes hinaus. Ein einheitliches, verbindliches Konzept der zu realisierenden Maßnahmen, wie sie das Bundesbedarfsplangesetz enthält, dient daher der Wahrung der Wirtschaftseinheit. Die bundesgesetzliche Regelung ist darüber hinaus auch zur Wahrung der Rechtseinheit im gesamtstaatlichen Interesse, da die Nichtrealisierung einzelner notwendiger Projekte die Bedarfsberechnung auch für andere Projekte beeinflussen kann.

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

Der Gesetzentwurf dient der Umsetzung von Recht der Europäischen Union. Er ist diesbezüglich und auch im Übrigen mit dem Recht der Europäischen Union vereinbar.

Der Anwendungsbereich völkerrechtlicher Verträge wird durch diesen Entwurf nicht berührt.

VII. Gesetzesfolgen

1. Rechts- und Verwaltungsvereinfachung

Durch die Aufnahme von Vorhaben in das Bundesbedarfsplangesetz werden die Planungs- und Genehmigungsbehörden entlastet. Für die in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Vorhaben entfallen Prüfungen und Abwägungen zu der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und ihrer Vereinbarkeit mit den Zielen des § 1 EnWG. Zudem werden die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden neuen und geänderten Netzausbauvorhaben identifiziert, auf die die Regelungen des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz gemäß § 2 Absatz 1 NABEG anzuwenden sind. Für diese Vorhaben sehen das NABEG und die PlfZV ein bundeseinheitliches Planfeststellungsverfahren vor, um so insbesondere Verzögerungen bei Projekten, die Ländergrenzen überschreiten, zu vermeiden. Die Bundesnetzagentur führt für diese Vorhaben die Planfeststellung nach den §§ 18 bis 28 NABEG durch. Somit wird für diese länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Netzausbauvorhaben die Zuständigkeit für die Planungs- und Genehmigungsverfahren bei einer einzigen Behörde gebündelt. Auf diese Weise werden einheitliche Verfahrensvorschriften für ein Vorhaben, eine einheitliche Rechtspraxis und ein einziger Ansprechpartner für die Vorhabenträger gewährleistet.

Durch die Aufhebung des § 99a EEG und des § 27 EnFG werden Berichtspflichten gestrichten, dies führt zu Bürokratieentlastung.

2. Nachhaltigkeitsaspekte

Der Gesetzesentwurf steht im Einklang mit den Leitgedanken der Bundesregierung zur nachhaltigen Entwicklung im Sinne der Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie (DNS), die der Umsetzung der UN-Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung der Vereinten Nationen dient. Das Regelungsvorhaben betrifft die Ziele der DNS wie im Folgenden dargestellt und leistet insoweit einen Beitrag zur Erreichung der UN-Nachhaltigkeitsziele, den „Sustainable Development Goals“ (SDG):

Der Gesetzesentwurf enthält zahlreiche Regelungen, die der sicheren und zuverlässigen Versorgung mit Strom dienen. So sind beispielsweise Regelungen zur Sicherstellung der Stromnetzstabilität enthalten. Dieser Entwurf steht im Kontext der gefährdeten rechtzeitigen Erreichung der Ziele der Resolution der Generalversammlung der Vereinten Nationen vom 25. September 2015 „Transformation unserer Welt: die UN Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung“ und trägt insbesondere zur Erreichung des Nachhaltigkeitsziels 7 bei, den Zugang zu bezahlbarer,

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle zu sichern. Die Änderungen sind notwendig, um die zuverlässige Versorgung mit Strom auch bei steigendem Anteil Erneuerbarer Energien sicherzustellen und tragen daher unmittelbar zur Umsetzung von SDG 7 („Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle sichern“) und mittelbar auch zur Umsetzung von SDG 13 („Umgehende Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels und seiner Auswirkungen ergreifen“) bei.

So leisten § 13l EWG (neu) und der angepasste § 49a EnWG beispielsweise einen unmittelbaren Beitrag zur Erreichung des UN-Nachhaltigkeitsziels 7 „Zugang zur bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle sichern“ und Ziel 9 „Eine widerstandsfähige Infrastruktur aufbauen, inklusive und nachhaltige Industrialisierung und Innovationen unterstützen“. § 13l EnWG (neu) tut dies, indem er eine Grundlage für eine emissionsfreie Nachnutzung von stillzulegenden Kraftwerksgeneratoren im Interesse eines sicheren Netzbetriebs (v.a. zu Zwecken der Spannungshaltung) ermöglicht. Die Änderung des § 49a EnWG sichert die Umsetzung der Höherauslastung des Übertragungsnetze, die die Integration erneuerbarer Energien erleichtert und den Bedarf nach Netzengpassmanagement-Maßnahmen senkt, auf der Kostenseite ab. Beide Maßnahmen kommen aus den genannten Gründen auch mittelbar SDG 13 zugute.

Auch die Verbesserung der Nachvollziehbarkeit und Praxistauglichkeit des Finanzierungssystems für den Ausbau der erneuerbaren Energien nach dem EEG durch die systematischen Änderungen im Energiefinanzierungsgesetz kommt dem UN-Nachhaltigkeitsziel 7 („Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle sichern“) zugute.

Indem die Regelungen zur Netzausbaubedarfsplanung aktualisiert werden, wird ebenfalls ein großer Beitrag zur Erreichung des SDG 7 sowie zur Umsetzung von SDG 13 geleistet, indem eine bundesweite Stromverteilung ermöglicht wird und durch den Ausbau des Stromübertragungsnetzes insbesondere erneuerbare Energien in das Energiesystem integriert werden. Die in das Bundesbedarfsplangesetz aufzunehmenden Vorhaben wurden im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 überprüft und von der Bundesnetzagentur als energiewirtschaftlich notwendig bestätigt. In diesem Netzentwicklungsplan wurden erstmals konsistente Szenarien bis zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045 betrachtet. Die Vorhaben sind somit Teil eines für Erreichung der Klimaziele erforderlichen Netzausbaus und tragen zur Erreichung der Klimaziele bei.

Zielkonflikte mit dem Schutz der Landökosysteme (SDG 15 „Landökosysteme schützen, wiederherstellen und ihre nachhaltige Nutzung fördern, Wälder nachhaltig bewirtschaften, Wüstenbildung bekämpfen, Bodendegradation beenden und umkehren und dem Verlust der biologischen Vielfalt ein Ende setzen“) werden über die Strategische Umweltprüfung und die Umweltverträglichkeitsprüfung ermittelt und durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht. Sie können so bei der Entscheidung über die Vorhaben berücksichtigt werden.

Gemeinsam mit den weiteren enthaltenen Regelungen zur Beschleunigung des Netzausbaus sowie der Beschleunigung bei der Herstellung von Netzanschlüssen, die aus den oben genannten Gründen ebenfalls Beiträge zur Erreichung von SDG 7 und 13 leisten, trägt der Gesetzesentwurf damit auch wesentlich zur Umsetzung von SDG 9 bei.

Indem im EEG weitere Hürden zum Ausbau der erneuerbaren Energien und insbesondere von Solaranlagen beseitigt werden, steht das Gesetz auch insoweit insbesondere mit SDG 7, SDG 9 und SDG 13 in Einklang. Die Maßnahmen zur Umsetzung der Wachstumsinitiative zur Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem u.a. durch Regelungen zu Steuerbarkeit und Direktvermarktung von erneuerbaren Energien sowie Umgang mit negativen Preisen sind notwendig, um den Weg zur Erreichung der weiteren Ausbauziele des EEG 2023 zu ebnen und leisten so einen Beitrag zur Erreichung der Indikatoren 7.2.a und 7.2.b der DNS. Die durch das Gesetz verbesserte Schaffung einer nachhaltigen Energieversorgung leistet einen Beitrag zur Zielvorgabe 9.1 der UN-Agenda 2030, die verlangt, eine hochwertige, verlässliche, nachhaltige und widerstandsfähige Infrastruktur, um die wirtschaftliche Entwicklung und das menschliche Wohlergehen zu unterstützen, und dabei den Schwerpunkt auf einen erschwinglichen und gleichberechtigten Zugang für alle zu legen. Als Beitrag zum EEG 2023 als maßgeblichem Instrument zur Erreichung der Klimaziele im Strombereich begünstigt das Gesetz die Erreichung des Indikators 13.1.a der DNS.

Mit diesem Gesetzentwurf werden außerdem Regelungen der novellierten Strommarktrichtlinie zur Stärkung des Verbraucherschutzes, insbesondere zum Schutz der Verbraucher vor Strompreisschwankungen, in nationales Recht umgesetzt. So werden unter anderem Regelungen für Verträge mit Festpreistarifen aufgenommen und Energielieferanten verpflichtet, angemessene Absicherungsstrategien zu entwickeln und einzuhalten. Diese

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Regelungen tragen zu einer nachhaltigen sowie nachhaltig bezahlbaren Energieversorgung bei und leisten damit ebenfalls einen Beitrag zur Erreichung von SDG 7.

Auch die Erreichung von SDG 8 („Dauerhaftes, inklusives und nachhaltiges Wirtschaftswachstum, produktive Vollbeschäftigung und menschenwürdige Arbeit für alle fördern“) wird durch den Gesetzesentwurf begünstigt, da die Voraussetzungen für eine zuverlässige, nachhaltige Energieversorgung geschaffen werden, wodurch Planungssicherheit und Investitionsanreize entstehen. Der Gesetzesentwurf trägt somit mittelbar auch zu einem nachhaltigen Wirtschaftswachstum bei.

Konflikte mit anderen Nachhaltigkeitszielen konnten nicht festgestellt werden.

Der Entwurf folgt somit den Nachhaltigkeitsprinzipien der DNS „(1.) Nachhaltige Entwicklung als Leitprinzip konsequent in allen Bereichen und bei allen Entscheidungen anwenden“, „(2.) Global Verantwortung wahrnehmen“, „(3.) Natürliche Lebensgrundlagen erhalten,“, „(4.) Nachhaltiges Wirtschaften stärken“, „(5.) Sozialen Zusammenhalt in einer offenen Gesellschaft wahren und verbessern“.

3. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

a) Bund

Für den Bundeshaushalt entstehen durch dieses Gesetz zusätzliche Haushaltsausgaben in Höhe von jährlich ca. 12,02 Millionen Euro sowie einmalig ca. 2,86 Millionen Euro.

Sofern nicht anders ausgewiesen, entstehen die Mehrbedarfe unmittelbar nach Inkrafttreten des Gesetzes.

- Aufgrund der Neuregelungen entsteht bei der Bundesnetzagentur (Einzelplan 09) ein zusätzlicher jährlicher Personalmittelbedarf von ca. 13,23 Mio. Euro, darunter jährliche Personaleinzelkosten für die Wahrnehmung der Fachaufgaben in Höhe von insgesamt ca. 7,7 Mio. Euro, Sacheinzelkosten in Höhe von 2,5 Mio. Euro sowie Gemeinkosten in Höhe von 3,0 Millionen Euro. Nach den Ergebnissen zur Ermittlung und Darstellung des Erfüllungsaufwands sind für die Wahrnehmung der Fachaufgaben insgesamt 75,61 Planstellen erforderlich (48,92 hD, 19,95 gD und 6,74 mD), für den Querschnittsbereich werden weitere 22,3 Planstellen erforderlich; die Personal- und Sacheinzelkosten für den Querschnittsbereich sind im Gemeinkostenzuschlag in Höhe von 29,4 % auf die jährlichen Personal- und Sacheinzelkosten für die Fachaufgaben enthalten. Die Kosten wurden auf Grundlage des Rundschreibens für Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen und Kostenberechnungen des BMF vom 08.07.2024 (Gz: BMF II A 3 - H 1012-10/21/10003 :008) ermittelt.

  Zusätzlich entsteht ein einmaliger Personalmittelbedarf in Höhe von ca. 1,26 Million Euro sowie ein einmaliger Sachmittelbedarf in Höhe von schätzungsweise 1,6 Millionen Euro bei der Bundesnetzagentur.

  Die jährlichen Sachausgaben der Bundesnetzagentur werden sich um vsl. 1,8 Mio. Euro verringern.

  Die Personalkosten der Bundesnetzagentur können nicht über Gebühren refinanziert werden, da diese haushaltstechnisch unmittelbar in den Bundeshaushalt fließen und der Bundesnetzagentur für die Bewirtschaftung der laufenden sowie der einmaligen Personal- und Sachkosten daher nicht zur Verfügung stehen.

- Für das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Einzelplan 09) ergeben sich im Saldo zusätzliche jährliche Personalausgaben in Höhe von ca. 0,39 Mio. Euro und 1,83 Stellen des höheren Dienstes.

- Außerdem entstehen im Einzelplan 07 voraussichtlich ab dem Haushaltsjahr 2029 bis einschließlich zum Haushaltsjahr 2035 jährlich ca. 0,21 Millionen Euro an zusätzlichen Personalausgaben für das Bundesverwaltungsgericht (0,8 Richterstellen (R6), 0,3 Stellen des gehobenen Dienstes (A12) und 0,5 Stellen des mittleren Dienstes (A9m)).

Die Mehrbedarfe sollen finanziell und stellenmäßig im jeweiligen Einzelplan ausgeglichen werden.

Übersicht über die Haushaltsausgaben im Einzelnen:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Nr.	hD-Stellen /Richter	gD-Stellen	mD-Stellen	Jährliche Personal-kosten (inkl. Sacheinzel- und Gemeinkosten) in Euro	Jährliche Sach-kosten in Euro	Einmalige Personal-kosten in Euro	Einmalige Sach-kosten in Euro
1	0	0	0	0	0	0	0
2	+1,56	+0,44	+0,07	+ 374.720	-	-	+250.000
3	0,00	0,00	0	0	-	-	-
4	0,02	0	0	+3.853	-	-	-
5	+0,39	+0,12	+0,06	+100.432	-	-	-
9a	+0,02	+0,01	+0,01	+6.580 0	-	-	-
9b	+0,18	+0,05	+0,03	+45.837	-	-	-
10a	+0,08	+0,02	+0,01	+19.629	-	+95.090	-
10b	+0,15	+0,04	+0,02	+37.330	-	+95.090	+200.000
11	+0,28	+0,25	+0,17	+112.212*	-	-	-
12	+0,02	0	0	+3.853	0	1.927	0
13	+0,05	0	0	+9.633	0	0	0
14	+0,23	+0,04	0	+50.267	0	0	0
15	+1,03	+0,09	0	+211.839	0	0	0
16	+2,59	+1,32	+0,29	+ 731.402	-	+15.587	-
17	+0,15	+0,16	0	+52.717	-	+1.927	-
18	+0,55	+0,14	-	+126.804	-	-	-
19	+0,20	+0	-	+ 38.532	-	-	-
20	-1,06	-	-	-204.222	-	-	-
21	+0,60	+0,42	+0,06	+185.548	-	-	-
22	+0,25	+0,20	-	+77.937	-	-	-
23	+0,42	+0,12	+0,06	+106.211	-	-	-
24	+0,12	+0,24	+0,12	+73.706	-	+219.015	+300.000
25	-	-0,97	-	-144.394	-1.910.000	-	-
26a	+29,67	+12,71	+4,71	+ 8.191.556	-	-	-
26b	2,00	-	-	+426.384	-	-	-

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

27	0,93	0,34	0,11	+243.410	+75.000	0	0
28	1,39	0,57	0,17	373.702	0	0	0
29	0,95	0,22	0,22	243.022	0	0	0
30	4,69	1,87	0,32	1.221.580	0	0	500.000
31	+0,27	+0,20	+0,06	+ 89.221*	-	-	-
32	+1,01	+0,81	+0,13	+ 331.264*	-	+349.629	-
33	-	-	-	-	-	-	-
34	0,14	0,03	0	31.438	0	0	0
35	0,15	0,03	0,05	39.557	0	95.090	0
36	0,70	0,14	0,05	161.896	0	95.090	0
37	0,19	0,03	0	41.072	0	95.090	0
38	0,53	0,09	0	115.508	0	87.660	250.000
39	0,29	0,06	0,02	67.280	30.000	95.090	100.000
40	-0,17	-	-	- 36.243	-	-	-
41	0,14	0,07	0	37.393	0	11.560	0
42	0,03	0,09	0	19.177	0	0	0
43	0,01	0	0	1.927	0	0	0
44	-	-	-	-	-	-	-
45	-	-	-	-	-	-	-
46	-	-	-	-	-	-	-
47	-	-	-	-	-	-	-
48	+0,8	+0,3	+0,5	+ 211 795**	-	-	-
49	-	-	-	-	-	-	-
50	-	-	-	-	-	-	-
51	-	-	-	-	-	-	-
52	-	-	-	-	-	-	-
53	-	-	-	-	-	-	-
54	-	-	-	-	-	-	-
55	-	-	-	-	-	-	-
56	-	-	-	-	-	-	-
57	-	-	-	-	-	-	-
58	-	-	-	-	-	-	-
59	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	**51,55**	**20,25**	**7,24**	**+13.831.365**	**-1.805.000**	**+1.257.845**	**1.600.000**

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Die Haushaltsausgaben entstehen größtenteils aufgrund von erhöhten Aufwänden bzw. zusätzlichen Aufgaben für die Bundesverwaltung. Die zeitlichen Aufwände entsprechen dabei den unten (unter 4c – Erfüllungsaufwand für die Bundesverwaltung) aufgeführten Aufwänden (**Nr. 1 – Nr. 47**). Für Erläuterungen sei daher auf die Ausführungen unter 4c verwiesen. Sie unterscheiden sich von den unter 4c genannten Kosten allerdings insofern, als dass für die Berechnung der hier genannten Ausgaben die Personalkostensätze des Bundesministeriums der Finanzen für Personal- und Sachkosten in der Bundesverwaltung für Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen und Kostenberechnungen (Stand: 08.07.2024) zugrunde gelegt wurden. Aufgrund der abweichenden Berechnungsmethode (hier insbesondere inklusive Sacheinzel- und Gemeinkosten) ergeben sich Abweichungen im Vergleich zum Erfüllungsaufwand.

Sofern nicht anders ausgewiesen, entstehen die Mehrbedarfe unmittelbar nach Inkrafttreten des Gesetzes.

* Der geschätzte Aufwand bezieht sich auf den anfänglichen jährlichen Erfüllungsaufwand. Nach einigen Jahren dürfte sich der Aufwand voraussichtlich reduzieren.

** Die zusätzlichen Haushaltsausgaben beim BVerwG entstehen voraussichtlich ab dem Haushaltsjahr 2029 bis einschließlich dem Haushaltsjahr 2035.

Zu den Haushaltsausgaben, die nicht auch Erfüllungsaufwand darstellen und daher unten nicht aufgeführt sind, sowie zu sonstigen möglichen Auswirkungen auf den Bundeshaushalt finden sich hier noch ergänzende Erläuterungen (**Nr. 48 – 59**):

48) Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes

Es wird geschätzt, dass die 59 neuen Vorhaben beim Bundesverwaltungsgericht zu geschätzt rund 121 zusätzlichen gerichtlichen Verfahren führen. Es wird davon ausgegangen, dass die Übertragung der erstinstanzlichen Zuständigkeit für weitere Verfahren im zweiten Quartal 2025 wirksam wird und dass die zusätzlichen erstinstanzlichen Verfahren vor dem Bundesverwaltungsgericht im Wesentlichen frühestens ab dem Jahr 2029 eingeleitet und spätestens 2035 abgeschlossen werden. Es wird geschätzt, dass sich die 121 zusätzlichen gerichtlichen Verfahren gleichmäßig über diesen Zeitraum verteilen und somit jährlich 17,3 gerichtliche Verfahren anfallen. Es wird geschätzt, dass beim Bundesverwaltungsgericht durch die mit diesem Gesetz verbundene Aufgabenmehrung ab dem Haushaltsjahr 2029 bis einschließlich zum Haushaltsjahr 2035 ein jährlicher Mehrbedarf an Personalkosten in Höhe von insgesamt 211 795 Euro entsteht. Dieser umfasst 0,8 Richterstellen (R6) in Höhe von gesamt 150 993 Euro, 0,3 Stellen des gehobenen Dienstes (A12) in Höhe von 26 682 Euro und 0,5 Stellen des mittleren Dienstes (A9m) in Höhe von gesamt 34 119 Euro.

49) §§ 3 Nummer 29a, 37d Absatz 1 Satz 2, 48 Absatz 1b EEG 2023

Bei den Änderungen in §§ 3 Nummer 29a, 37d Absatz 1 Satz 2 EEG 2023 handelt es sich lediglich um gesetzliche Klarstellungen. Auswirkungen auf den Haushalt sind nicht zu erwarten.

- Vorbemerkung zu den nachstehenden Nummern 50 bis 58 -

Temporäre Erzeugungsüberschüsse sind eine Entwicklung, die in der zuletzt aufgetretenen Frequenz und dem Ausmaß nicht zu erwarten war und die zu Kostensteigerungen gegen-über den bisherigen Schätzungen führen kann. Durch dieses Gesetz werden Maßnahmen vorgelegt, die sowohl dem Auftreten von Erzeugungsüberschüssen und negativen Strom-preisen entgegenwirken als auch die Kosten begrenzen, die im Fall von negativen Preisen für den Haushalt entstehen. Daher führt dieses Gesetz zu einer Entlastung des Haushalts gegenüber den Mehrkosten, die aufgrund der unvorhergesehenen dynamischen Entwicklung temporärer Erzeugungsüberschüsse zu entstehen drohen.

50) § 3 Nummer 42a EEG 2023, Anlage 1 zum EEG 2023 – Spotmarktpreisdefinition

Durch die Anpassung der Begriffsbestimmung des Spotmarktpreises auf die zu-künftig am Day Ahead Markt als gekoppelte Produkte gehandelten Viertelstunden-produkte sowie der darauf basierenden Berechnung der für die Bestimmung der Höhe der Marktprämie maßgeblichen Monats- und Jahresmittelwerte nach der An-lage 1 des EEG ist keine Auswirkung auf den Haushalt zu erwarten. Zukünftig stehen mit den viertelstundenscharfen Werten lediglich granularere Werte für die Ermittlung der Mittelwerte

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

zur Verfügung. Hierdurch wird im Monats- und Jahresmittel keine Veränderung der Höhe der Marktprämie und damit der EEG-Förderkosten gegenüber dem Status Quo der stundenscharfen Werte bewirkt.

51) § 21 EEG 2023

Durch die schrittweise Absenkung der Direktvermarktungsschwelle werden bis 2028 ca. 3 GW neue PV-Anlagen keinen Anspruch mehr auf die Einspeisevergütung haben. Stattdessen haben diese Anlagen Anspruch auf die Marktprämie, die nach § 53 Abs. 1 Nr. 2 EEG um 0,2 bzw. 0,4 ct/kWh höher ist als die Einspeisevergütung. Die höhere Marktprämie resultiert aus den Mehrkosten für das Direktvermarktungsunternehmen. Es kann jedoch unterstellt werden, dass die Anlagen in der Direktvermarktung auf die Marktpreise reagieren und bei negativen Preisen ihre Einspeisung reduzieren und in dieser Zeit keine Kosten durch negative Preise erzeugt werden. Aufgrund der erwarteten Entwicklung von häufigen und stark negativen Preisen werden die Einsparungen in Zeiten negativer Preise die Mehrkosten der Direktvermarktung übersteigen. In der Folge sind die Anlagen in der Direktvermarktung für das EEG-Konto günstiger als Anlagen in der Einspeisevergütung. Die Absenkung der Direktvermarktungsschwelle bewirkt somit eine Entlastung des EEG-Kontos. Zur Quantifizierung der Entlastung sind insbesondere Annahmen über die Entwicklung, Dauer und Zeiträume negativer Preise in den Jahren 2025 bis 2028 zu treffen. Dem BMWK liegen Marktwertszenarien vor, die regelmäßig zur Überprüfung der Förderhöhe herangezogen werden. In diesen Szenarien sind auch jahresbasierte Annahmen zu negativen Preisen enthalten. Eine Auflösung dieser Daten in Stunden oder zusammenhängende Stunden wäre nötig, um die entsprechenden Kosten abschätzen zu können. Die Notwendigkeit der viertelstundenscharfen Auflösung ergibt sich beispielsweise für PV, da negative Preise hier nur zwischen Sonnenauf- und -untergang in die Betrachtung einfließen können. Diese Datengenauigkeit liegt derzeit nicht vor. Eine Abschätzung dieser Zahlen ist außerdem mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden, weil die mit dieser Gesetzesänderung geplanten Maßnahmen zur Steuerbarkeit und zum Entfall von Zahlungen bei negativen Preisen dazu führen sollen, dass in Zukunft weniger Stunden negativer Preise auftreten. Eine Abschätzung ist aufgrund fehlender Prognosewerte daher nicht möglich.

52) § 21b Abs. 2 S. 3 EEG 2023

Durch die Schaffung einer Ausnahme vom Grundsatz der starren Proportionalität für die Anwendungsfälle von längeren Direktleitungen und Energy Sharing werden keine Mehrkosten im EEG erwartet. Mehrkosten würden nur dann entstehen, wenn hierdurch mehr Strommengen als bisher im Rahmen der geförderten Direktvermarktung in das öffentliche Netz eingespeist würden. Ein entsprechender Effekt kann nicht sicher prognostiziert werden; der Effekt könnte ebenso gegenteiliger Natur sein. Eine Vorhersage der Nutzung von längeren Direktleitungen und des Energy Sharing ist mit großen Unsicherheiten behaftet und es liegen auch keine Erfahrungswerte mit der Verteilung von Strommengen zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen vor. Es werden sowohl kostensenkende Effekte als auch kostensteigernde Effekte erwartet, die sich voraussichtlich ausgleichen werden.

53) § 22b Abs. 5 EEG 2023

Es entstehen keine Mehrkosten für die öffentliche Verwaltung. Mit der Regelung werden nur die berechtigten Einschränkungen in Bezug auf Investitionen im Bereich der Inanspruchnahme von Privilegien für Mitglieder von Bürgerenergiegesellschaften geringfügig verändert und geöffnet.

54) § 48 Abs. 3 EEG 2023

Es werden Gebäude im Außenbereich, die nach dem 1 März 2023 und im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einer Hofstelle eines land- oder forstwirtschaftlichen Betriebes, der vor dem 31. März 2012 errichtet wurde, für die PV-Dachanlagenvergütung zugelassen. Die Regelung umfasst vereinzelte Fälle. Die Ziele zum Ausbau der Solarenergie im EEG werden durch die Regelung nicht verändert. Durch diesen Anwendungsfall ergeben sich daher keine Mehrkosten, das Dachflächenpotenzial wird leicht vergrößert.

55) §§ 51, 51a EEG 2023 und § 9 InnAusV

Der schrittweise Wegfall des Vergütungsanspruchs für neue EE-Anlagen bei negativen Preisen bewirkt eine Entlastung des EEG-Kontos. Auch die Umstellung des Bezugspunkts zur Erfassung negativer Preise von Stunden auf Viertelstunden entlastet das EEG-Konto, da dadurch bereits schneller als bisher, d.h. ab

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

der ersten Viertelstunde und nicht erst ab der ersten vollen Stunde negativer Preise, kein Vergütungsanspruch besteht. Um die Entlastung zu quantifizieren, sind abgesehen von sehr detaillierten EE-Zubauszenarien und den Annahmen zum Smart-Meter-Rollout auch insbesondere Annahmen über die Entwicklung, Dauer und Zeiträume negativer Preise in den Jahren 2025 bis 2028 zu treffen. Dem BMWK liegen Marktwertszenarien vor, die regelmäßig zur Überprüfung der Förderhöhe herangezogen werden. In diesen Szenarien sind auch jahresbasierte Annahmen zu negativen Preisen enthalten. Eine Auflösung dieser Daten in Stunden oder zusammenhängende Stunden wäre nötig, um die entsprechenden Kosten abschätzen zu können. Die Notwendigkeit der viertelstundenscharfen Auflösung ergibt sich beispielsweise für PV, da negative Preise hier nur zwischen Sonnenauf- und -untergang in die Betrachtung einfließen können. Diese Datengenauigkeit liegt derzeit nicht vor. Eine Abschätzung dieser Zahlen ist außerdem mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden, weil die mit dieser Gesetzesänderung geplanten Maßnahmen zur Steuerbarkeit und zum Entfall von Zahlungen bei negativen Preisen dazu führen sollen, dass in Zukunft weniger Stunden negativer Preise auftreten. Eine Abschätzung ist aufgrund fehlender Prognosewerte daher nicht möglich.

Durch die Kompensationsregelung verlängert sich für PV-Neuanlagen der Vergütungszeitraum wie bereits bisher über 20 Jahre hinaus. Die Regelung wurde an das Ertragspotenzial der PV über das Jahr angepasst. Der Ausgleich sorgt jetzt dafür, dass die mit dem EEG ursprünglich angelegte Förderung über einen längeren Zeitraum ausgezahlt wird. Es entstehen also weder Mehr- noch Minderkosten, wenn der gesamte Förderzeitraum betrachtet wird. Die Auszahlung wird über einen längeren Zeitraum gestreckt. In den Jahren 2025 bis 2028 sinken die Kosten durch die Kompensationsregelung.

56) § 100 Abs. 47 EEG 2023

Durch die in § 100 Absatz 47 EEG 2023 vorgesehene Erhöhung des anzulegenden Wertes für Anlagen, deren Betreiber die neuen §§ 51, 51a EEG 2023 für anwendbar erklären, entstehen Mehrkosten im EEG-Konto. Gleichzeitig wird durch die Anwendung der strengeren §§ 51, 51a EEG 2023 eine Entlastung des EEG-Kontos bewirkt. Zur Quantifizierung der Be- und Entlastung sind insbesondere Annahmen über die Entwicklung, Dauer und Zeiträume negativer Preise in den Jahren 2025 bis 2028 zu treffen. Dem BMWK liegen Marktwertszenarien vor, die regelmäßig zur Überprüfung der Förderhöhe herangezogen werden. In diesen Szenarien sind auch jahresbasierte Annahmen zu negativen Preisen enthalten. Eine Auflösung dieser Daten in Stunden oder zusammenhängende Stunden wäre nötig, um die entsprechenden Kosten abschätzen zu können. Die Notwendigkeit der viertelstundenscharfen Auflösung ergibt sich beispielsweise für PV, da negative Preise hier nur zwischen Sonnenauf- und -untergang in die Betrachtung fließen können. Diese Datengenauigkeit liegt derzeit nicht vor. Eine Abschätzung eindieser Zahlen ist außerdem mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden, weil die mit dieser Gesetzesänderung geplanten Maßnahmen zur Steuerbarkeit und zum Entfall von Zahlungen bei negativen Preisen dazu führen sollen, dass in Zukunft weniger Stunden negativer Preise auftreten. Eine Abschätzung ist aufgrund fehlender Prognosewerte daher nicht möglich.

57) § 100 Abs. 48 EEG 2023

Durch die in § 100 Absatz 48 EEG 2023 vorgesehene Erhöhung des anzulegenden Wertes für Anlagen, die ohne Rechtspflicht erstmalig der Direktvermarktung zugeordnet werden, entstehen Mehrkosten im EEG-Konto. Im Gegenzug kann jedoch unterstellt werden, dass die Anlagen in der Direktvermarktung auf die Marktpreise reagieren und bei negativen Preisen ihre Einspeisung reduzieren. Aufgrund der erwarteten Entwicklung von häufigen und stark negativen Preisen werden die Einsparungen in Zeiten negativer Preise die Mehrkosten durch die Erhöhung des anzulegenden Wertes übersteigen. In der Folge sind die Anlagen in der Direktvermarktung für das EEG-Konto günstiger als Anlagen in der Einspeisevergütung. Die Absenkung der Direktvermarktungsschwelle bewirkt somit eine Entlastung des EEG-Kontos. Zur Quantifizierung der Entlastung sind insbesondere Annahmen über die Entwicklung, Dauer und Zeiträume negativer Preise in den Jahren 2025 bis 2028 zu treffen. Dem BMWK liegen Marktwertszenarien vor, die regelmäßig zur Überprüfung der Förderhöhe herangezogen werden. In diesen Szenarien sind auch jahresbasierte Annahmen zu negativen Preisen enthalten. Eine Auflösung dieser Daten in Stunden oder zusammenhängende Stunden wäre nötig, um die entsprechenden Kosten abschätzen zu können. Die Notwendigkeit der viertelstundenscharfen Auflösung ergibt sich beispielsweise für PV, da negative Preise hier nur zwischen Sonnenauf- und -untergang in die Betrachtung einfließen können.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Diese Datengenauigkeit liegt derzeit nicht vor. Eine Abschätzung dieser Zahlen ist außerdem mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden, weil die mit dieser Gesetzesänderung geplanten Maßnahmen zur Steuerbarkeit und zum Entfall von Zahlungen bei negativen Preisen dazu führen sollen, dass in Zukunft weniger Stunden negativer Preise auftreten. Eine Abschätzung ist aufgrund fehlender Prognosewerte daher nicht möglich.

58) § 5 EEV

Die Kosten im Fall der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen, hier insbesondere der finanzielle Ausgleich, sind nach § 5 Absatz 4 EEV Teil des EEG-Finanzierungsbedarfs im Sinn der Anlage 1 Nummer 5.2 des EnFG und werden damit vom Bundeshaushalt finanziert, wobei dies nur diejenigen für den Folgetag prognostizierten Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen betrifft, die im Day-Ahead-Markt anhand preislimitierter Gebote nicht erfolgreich vermarktet werden konnten. Kosten entstehen insofern durch den nach § 5 Absatz 3 Satz 2 EEV iVm § 13a Ab-satz 2 EnWG angeordneten finanziellen Ausgleich abgeregelter Mengen. Es handelt sich jedoch nicht um zusätzliche Kosten, da nach derzeitiger Rechtslage diese Strommengen hätten vermarktet werden müssen und die Zahlung einer Einspeisevergütung angefallen wäre, die im Ergebnis dem nunmehr zu zahlenden Ausgleich entspricht. Gleichzeitig entstehen für die preislimitierten vermarkteten und unverkauft gebliebenen prognostizierten Strommengen keine Kosten zum Ausgleich der negativen Strompreise mehr. Diese müssen abweichend von § 2 Absatz 2 EEV am Day-Ahead-Markt nicht mehr preisunlimitiert vermarktet werden. Die Maßnahmen wirken sich daher im Ergebnis kostensenkend auf das EEG-Konto aus. Eine weitergehende Quantifizierung ist nicht möglich, weil nicht sicher vorhergesagt werden, in welchem Umfang preislimitierte Gebote nach § 5 Absatz 1 und 2 EEV abgegeben werden und Abregelungen und Entschädigungen nach § 5 Absatz 3 EEV tatsächlich anfallen.

59) § 6 Absatz 1 EnFG, Anlage 1 des EnFG

Die Anpassung der Zusammensetzung des EEG-Finanzierungsbedarfs in Anlage 1 des EnFG, wonach der Differenzbetrag zwischen den tatsächlichen Einnahmen und Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber (frühere Nummer 1.1.2 der Anlage 1 des EnFG) bei der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarf nicht mehr berücksichtigt wird, kann sich auf die Haushaltsaufstellung für die Abschlagszahlungen teilweise positiv oder negativ auswirken und ist davon abhängig, ob ein positiver oder negativer (prognostizierte und tatsächlicher) Jahresendsaldo vorliegt.

Liegt ein negativer Jahresendsaldo vor, würde nach der neuen Rechtslage (Nichtberücksichtigung des Jahresendsaldos) der EEG-Finanzierungsbedarf und die daraus resultierenden Abschlagzahlungen im konkreten Haushaltsjahr niedriger ausfallen als nach der bisherigen Rechtslage, bei der der Jahresendkontosaldo mit berücksichtigt wird und den EEG-Finanzierungsbedarf bzw. die Abschlagszahlungen entsprechend erhöhen würde. Ein negativer Jahresendsaldo wirkt sich auf die Haushaltsaufstellung für die Abschlagszahlungen im konkreten Haushaltsjahr somit positiv aus.

Liegt ein positiver Jahresendsaldo vor, würde nach der neuen Rechtslage (Nichtberücksichtigung des Jahresendsaldos) der EEG-Finanzierungsbedarf und die daraus resultierenden Abschlagzahlungen im konkreten Haushaltsjahr höher ausfallen als nach der bisherigen Rechtslage, bei der der Jahresendkontosaldo mit berücksichtigt wird und den EEG-Finanzierungsbedarf bzw. die Abschlagszahlungen entsprechend vermindern würde. Ein positiver Jahresendsaldo wirkt sich auf die Haushaltsaufstellung für die Abschlagszahlungen im konkreten Haushaltsjahr somit negativ aus.

Die beschriebenen haushalterischen Auswirkungen im konkreten Haushaltsjahr sind jedoch nicht endgültig, weil die im laufenden Kalenderjahr getätigten Abschlagszahlungen lediglich Vorauszahlungen auf den erwarteten Bedarf der Übertragungsnetzbetreiber darstellen. Der tatsächliche Bedarf steht vielmehr erst zum Jahresende fest und wird erst im Folgejahr durch den Ausgleichsanspruch nach § 6 Absatz 1 EnFG final ausgeglichen. Geht es um die tatsächliche endgültige Haushaltsbelastung, sind die genannten gesetzlichen systemischen Änderungen in der Anlage 1 des EnFG in der Gesamtschau demnach haushaltsneutral.

Auch die Umstellung des Ausgleichsanspruchs nach § 6 Absatz 1 EnFG auf den Saldo des EEG-Kontos ist haushaltsneutral, weil sich dieser Anspruch weiterhin nach dem tatsächlichen Bedarf der Übertragungsnetzbetreiber richtet und sich lediglich die Bezugsgröße ändert.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Im Übrigen sind keine Auswirkungen auf den Haushalt des Bundes ersichtlich.

b) Länder und Kommunen

Durch das vorliegende Gesetz reduziert sich der jährliche Aufwand für die Verwaltungen der Länder und Kommunen entsprechend der Ausführungen unter 4c. Sonstige Auswirkungen auf die Haushalte der Länder und Kommunen sind nicht ersichtlich.

4. Erfüllungsaufwand

a) Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Dieses Gesetz führt für Bürgerinnen und Bürger zu einer voraussichtlichen Entlastung im Umfang von 1600 Stunden sowie zu einer voraussichtlichen Belastung in Höhe von ca. 28,62 Mio. Euro pro Jahr.

Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger im Einzelnen (im Übrigen sind die Bürgerinnen und Bürger von den Änderungen nicht betroffen):

1) Digitale Netzanschlussportale: §§ 14e Abs. 2, 17c, 18a EnWG

Soweit Bürgerinnen und Bürger die Anmeldung einer Anlage nicht an ein Installationsunternehmen delegieren, profitieren sie direkt von standardisierten und digitalisierten Netzanschlussportalen. Wird davon ausgegangen, dass nur etwa 1% der Anschlussnehmenden den Anschluss selbst bei ihrem Netzbetreiber beantragen und unter der konservativen Annahme einer Zeiteinsparung von maximal 10 Minuten pro Netzanschlussanfrage, würde eine Entlastung von rund 1.600 Stunden für Bürgerinnen und Bürger entstehen.

2) Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes und der §§ 9, 10b Absatz 2, 100 Absatz 3 bis 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Die geänderten Vorgaben zum Rollout von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen betreffen gleichermaßen Messstellen an Zählpunkten von privaten wie gewerblichen Anschlussnutzern und Anschlussnehmern. Eine Auftrennung anhand der hinter einem Netzanschluss vorhandenen privaten beziehungsweise gewerblichen Stromkunden ist nur näherungsweise möglich, da keine exakten Daten dazu vorliegen, wie viele Messstellen an Zählpunkten privaten und wie viele solcher Messstellen gewerblichen Nutzern zuzuordnen sind. Im Folgenden wird für die Aufteilung des Erfüllungsaufwandes zwischen Bürgerinnen und Bürgern sowie der Wirtschaft daher auf die Verteilung von Zählpunkten zwischen Wohn- und Nichtwohngebäuden abgestellt, wobei eine Quotelung von 20% Wohngebäuden (private Anschlussnutzer) und 80% Nichtwohngebäuden (gewerbliche Anschlussnutzer) angenommen wird.

Fall a): Aufhebung der Bündelungsregelung (§ 30 Absatz 5 MsbG)

Unter die bisherige Bündelungsregelung in § 30 Absatz 5 Satz 1 MsbG würden im Jahr 2032 nach den gutachterlichen Modellierungen rund 6,6 Millionen Zählpunkte fallen. Nach dem oben genannten Aufteilungsschlüssel wird angenommen, dass hiervon rund 1,3 Millionen Zählpunkte auf Bürgerinnen und Bürger (Wohngebäude) entfallen. In diesen Fällen müssen die Anschlussnetzbetreiber künftig jeweils pro Zählpunkt ein Entgelt zahlen (bisher keine Kosten für zusätzliche Zähler, siehe Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft). Bei den Anschlussnutzern kann es zu Mehrkosten kommen, wenn die anzulegende Preisobergrenze höher liegt als die reinen Zählerkosten gemäß § 32 MsbG. Hieraus ergibt sich zusätzlicher Erfüllungsaufwand für die Bürgerinnen und Bürger, dem allerdings eine entsprechende Entlastung der grundzuständigen Messstellenbetreiber gegenüber steht.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)		Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Zeitaufwand	Sachaufwand (in Euro)
1.332.800	-		+15	-	+ 19.992.000
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)				**-**	**+ 19.992.000**

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Fall b): Absenkung des Schwellenwerts für die verpflichtende Steuerung von Anlagen (§ 29 Absatz 1 Nummer 2 MsbG)

Für die Ausweitung der Verpflichtung zum Einbau von Steuerungstechnik auf Anlagen von mehr als 2 Kilowatt installierter Leistung entstehen zusätzliche Aufwände in den Fällen, in denen die Anlage nicht zusammen mit einem Speicher oder einer anderen steuerbaren Verbrauchseinrichtung betrieben wird, da ansonsten bereits heute nach dem bisherigen § 9 Absatz 1 Satz 1 EEG schwellenwertunabhängig eine Steuerung vorgeschrieben ist. Es wird unterstellt, dass dies bei rund 50 Prozent der Anlagen in diesem Segment der Fall ist, sodass sich insgesamt eine Fallzahl in 2032 von rund 1,4 Millionen ergibt. Auf die Bürgerinnen und Bürger entfallen gemäß dem oben genannten Aufteilungsschlüssel rund 290.000 Fälle. Pro Einbaufall werden Zusatzkosten für den Anschlussnutzer in Höhe von 10 Euro brutto jährlich angesetzt (50 Euro als neue Preisobergrenze für Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen statt bisher 30 Euro als optionaler Einbaufall, abzüglich 10 Euro für die nun im Rahmen der Standardleistungen inkludierte marktliche Steuerung zum Zwecke der Direktvermarktung). Für den Anschlussnehmer werden 20 Euro brutto jährlich angesetzt (50 Euro als neue Preisobergrenze für Einbau und Betrieb von Steuerungstechnik statt 30 Euro jährlich, vgl. die Vermutungsregelung in § 35 Absatz 1 Satz 2 Nummer 5 MsbG).

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)		Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Zeitaufwand	Sachaufwand (in Euro)
287.402	-		+10		+2.874.020
287.402	-		+20		+5.748.040
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)				-	**+8.622.060**

b) Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Durch dieses Gesetz entsteht für die Wirtschaft insgesamt ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von schätzungsweise ca. 78,4 Millionen Euro sowie ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von schätzungsweise ca. 91,3 Millionen Euro.

Vom einmaligen Erfüllungsaufwand entfallen ca. 13,5 Millionen Euro auf neue *Informationspflichten*. Betrachtet man allerdings den jährlichen Erfüllungsaufwand, werden insgesamt *Informationspflichten* in Höhe von ca. 37 Millionen Euro abgebaut.

Im Sinne der „One in, one out“-Regel führt das Gesetz im Saldo zu einem “In“ beim jährlichen Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft in Höhe von 66,6 Millionen Euro (Erfüllungsaufwände, die auf die Umsetzung von EU-Recht zurückgehen, sind in der Tabelle grau hinterlegt).

Nr.	Personalaufwand jährlich (in Euro)	Sachaufwand jährlich (in Euro)	Personalaufwand einmalig (in Euro)	Sachaufwand einmalig (in Euro)
1	-	-	-	-
2	+238.840	-	+1.194.200	-
3	+1.607.770	-	+8.009.627	-

Vorabfassung – wird durch lektorierte Fassung ersetzt

4	-	-	-	-
5	-	-	+21.660	-
6	-	-	*+207.480*	*+866.000*
7	*-16.117.800*	*+1.299.000*	*+2.366.738*	*+8.710.000*
8	-5.131.520	-	+2.942.850	-
9	+1.476.000	+9.650.000	+2.951.000	+47.250.000
10	-	*+50.000*	*+7.000*	*+350.000*
11	*- 5.236*	-	-	-
12	-	-	-	-
13a	-	-	*+273.500*	-
13b	-	-	*+12.250*	-
14a	-	-	+64.300	-
14b	-	-	*+705.600*	-
15	+429.600	-	+178.500	-
16	-	-	-	-
17	-	*-22.270.000*	-	-
18	+750.000	-	-	-
19	-	-	-	-
20a	-190.400*	-	-	-
20b	*+35.700**	-	-	-
21a	-	-19.992.000	-	-
21b	-	+48.861.120	-	-
22	-	-	+10.000	-
23	-	-	-	-
24	-1.225.280	-	+104.370	+199.000
25	-116.238	-	+157.536	-
26	+55.104.204	+13.450.000	+4.140.164	+10.060.000
27	-	+11.640.250	-	-
28	-	-	-	-
29	-	-	-	-
30	-485.910	-	+525.120	-
31	-	-	-	-
32	-	-	-	-
33	-	-	-	-
34	-	-	-	-

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

35	-	-	-	-
36	-	-	-	-
37	-	-	-	-
38a	-7.284	-	-	-
38b	-569.700	-	-	-
39	*-1.980*	-	-	-
40	*-39.590*	-	-	-
41	-	-	-	-
42	-	-	-	-
Gesamt	**+35.751.176**	**+42.688.370**	**+23.871.895**	**+67.435.000**
	+78.439.546		**+91.306.895**	

* Für einen Zeitraum von sieben bzw. fünf Jahren, s. unten.

Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft im Einzelnen (im Übrigen ist die Wirtschaft von den Änderungen nicht betroffen):

1) **§ 3 Nr. 33 (neu) EnWG - Ausweitung des Begriffs des Energielieferanten auf Wasserstofflieferanten**

   Die neue Definition des Begriffs „Energielieferant“ umfasst nun neben Strom- und Gaslieferanten auch Wasserstofflieferanten. Dies hat zur Folge, dass die Vorgaben für Energielieferanten künftig auch für Wasserstofflieferanten gelten. Durch die Ausweitung der Lieferantenpflichten auch auf Wasserstofflieferungen entsteht allerdings kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand für die Lieferanten, da es sich um die für Strom und Gas bereits geltenden und bekannten Vorgaben handelt. Sofern einzelne Lieferanten zukünftig auch Wasserstoff liefern, können die für Gas bereits bestehenden Abläufe und Prozesse übernommen werden. Es ist zudem davon auszugehen, dass Wasserstofflieferungen die aktuellen Gaslieferungen nach und nach ersetzen werden, sodass insgesamt kein zusätzlicher Aufwand entsteht.

2) **§ 5 Abs. 4a (neu) EnWG – Absicherungsstrategien**

   Der neue Absatz 4a verpflichtet Stromlieferanten, angemessene Absicherungsstrategien zu entwickeln und einzuhalten, um das Risiko von Änderungen des Energieangebots auf Großhandelsebene für die wirtschaftliche Tragfähigkeit ihrer Verträge mit Kunden zu begrenzen und gleichzeitig die Liquidität an Kurzfristmärkten und die von diesen Märkten ausgehenden Preissignale aufrechtzuerhalten. Sie müssen angemessene Maßnahmen ergreifen, um das Risiko eines Ausfalls der Belieferung der eigenen Kunden zu begrenzen.

   Ein großer Teil der Stromlieferanten dürfte bereits entsprechende Absicherungsstrategien und Maßnahmen entwickelt und implementiert haben, sodass für sie kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand entsteht. Es wird daher angenommen, dass nur für ca. 10% der Stromlieferanten (insgesamt aktuell ca. 1400) zusätzlicher Aufwand für die Entwicklung und Einhaltung entsprechender Absicherungsstrategien und Maßnahmen entstehen wird. Der Aufwand für die Entwicklung wird pro Fall einmalig auf ca. 100 Stunden mit hohem Qualifikationsniveau geschätzt. Hinzu kommt ein jährlicher Aufwand für die Einhaltung von schätzungsweise durchschnittlich 20 Stunden pro Jahr ebenfalls mit hohem Qualifikationsniveau.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
140	100	85,30	-	1.194.200	
Erfüllungsaufwand (in Euro)				**1.194.200**	

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
140	20	85,30	-	238.840	
Erfüllungsaufwand (in Euro)				**238.840**	

3) § 12 Absatz 2a bis 2h EnWG

Durch die neuen Vorgaben ergibt sich ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 8 Mio. Euro und ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von rund 1,6 Mio. Euro.

Die Vorschrift verpflichtet die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen (Betreiber von Verteiler- und Übertragungsnetzen) dazu, sicherzustellen, dass sie jederzeit zur Steuerung von steuerbaren Anlagen in ihrem Netzgebiet und zur Abrufung der Ist-Einspeisung in der Lage sind. Sie haben diese Fähigkeit durch jährliche Tests zu überprüfen. . Zudem müssen die nachgelagerten Stromnetzbetreiber über ihre Steuerfähigkeit an die jeweils vorgelagerten Stromnetzbetreiber berichten.

Der nachfolgenden Abschätzung liegen folgende Annahmen für den einmaligen Erfüllungsaufwand zugrunde:

- Die erste Fallzahl (87) ergibt sich aus der Annahme, dass für die Implementierung der gemäß der Vorschrift zu entwickelnden Testroutine die 4 Betreiber von Übertragungsnetzen (ÜNB) sowie diejenigen Betreiber von Verteilnetzen (VNB) mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden (Anzahl: 83) ihre eigenen IT-Abteilungen einsetzen werden. Der Zeitaufwand wird hierbei mit 40 Stunden (eine Woche Vollzeit) auf hohem Qualifikationsniveau für leitende / koordinierende Tätigkeiten sowie 80 Stunden (zwei Personen eine Woche Vollzeit) auf mittlerem Qualifikationsniveau für die fachliche Umsetzung angenommen.
- Die verbleibenden VNB werden für die Implementierung der Testroutine mutmaßlich auf externe IT-Dienstleister setzen. „Verbleibend“ sind hierbei von insgesamt 866 VNB alle diejenigen, die nicht über 100.000 angeschlossene Kunden haben (s. vorheriger Punkt), ergo 763 (zweite Fallzahl). Der Arbeitsaufwand externer IT-Dienstleister ist prinzipiell der gleiche wie für interne IT-Abteilungen, es kommt pro Mitarbeitenden jedoch ein Aufwand von 8 Stunden für Einarbeitung, Projektkommunikation und Abstimmung mit dem VNB hinzu.
- Für die bereits erwähnte Testroutine müssen durch die VNB Vorgaben zum Ablauf und Datenmanagement erarbeitet werden. Hierfür sind 15 Sitzungen à 5 Stunden anzusetzen, an denen von jedem der 4 ÜNB jeweils 3 Personen teilnehmen. Es ergibt sich somit die dritte Fallzahl von 180 „Sitzungspersonen“.
- Den vier (vierte Fallzahl) ÜNB obliegt die finale Plausibilisierung des Gesamt-Berichts über die Steuerfähigkeit aller unterlagerten VNB einschließlich deren Dokumentationen über erfolgte Steuerungstests. Aus diesem Grund ist anzunehmen, dass sie ein teilautomatisiertes Plausibilisierungssystem implementieren werden. Hierfür ist ein mutmaßlicher Aufwand in Höhe von 160 Stunden (20 Arbeitstage) eines Mitarbeitenden mit hohem Qualifikationsniveau für Konzeption,

Entwurf – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Leitung und Koordinierung sowie 320 Stunden (20 Arbeitstage) zweier Mitarbeitender mit mittlerem Qualifikationsniveau für die Umsetzung anzusetzen.

Der nachfolgenden Abschätzung liegen folgende Annahmen für den jährlichen Erfüllungsaufwand zugrunde:

- Die jährlichen Tests der Steuerfähigkeit sind von allen 866 VNB und den vier ÜNB durchzuführen, in Summe 870 Netzbetreiber (erste Fallzahl). Der Arbeitsumfang wird mit 16 Stunden (2 Arbeitstage) für einen Mitarbeitenden mit hohem Qualifikationsniveau und 8 Stunden (1 Arbeitstag) für einen Mitarbeitenden mit mittlerem Qualifikationsniveau angesetzt.
- Für die Koordination des Gesamtberichts (zweite Fallzahl: 1) durch die vier ÜNB gemeinsam wird pauschal ein Arbeitsaufwand von 100 Stunden durch Mitarbeitende mit hohem Qualifikationsniveau angesetzt.
- Die Pflicht zur Plausibilisierung der Testberichte vorgelagerter Netzbetreiber trifft die vier ÜNB sowie diejenigen VNB, die Hochspannungsnetze betreiben (Anzahl: 65), in Summe also 69 Netzbetreiber (dritte Fallzahl). Für die Plausibilisierung der Testberichte ist mutmaßlich ein Aufwand von 40 Stunden (5 Arbeitstage) eines Mitarbeitenden mit hohem Qualifikationsniveau für koordinierende Aufgaben und 80 Stunden (5 Arbeitstage) zweier Mitarbeitenden mit mittlerem Qualifikationsniveau für die Umsetzung anzusetzen.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
87	40	85,30	-	296.844	
87	80	54,70	-	380.712	-
763	48	85,30		3.124.027	
763	96	54,70		4.006.666	
180	5	85,30		76.770	
4	160	85,30		54.592	
4	320	54,70		70.016	
Einmaliger Erfüllungsaufwand (in Euro)				**8.009.627**	-

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
870	16	85,30	-	1.187.376	
870	8	54,70		380.712	
1	100	85,30		8.530	
4	40	85,30		13.648	
4	80	54,70		17.504	
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**1.607.770**	-

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

4) § 13l (neu) EnWG - Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie von Trägheit der lokalen Netzstabilität

a) Für die von dem Umrüstungsverlangen betroffenen Anlagenbetreiber

Durch die Erfüllung der Vorgabe nach dem neuen § 13l EnWG zur Umrüstung von stillzulegenden Erzeugungsanlagen zu Betriebsmitteln zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie ggf. auch Trägheit der lokalen Netzstabilität (auch „rotierende Phasenschieberanlagen“ genannt) entsteht den betroffenen Unternehmen unmittelbar ein einmaliger Sachaufwand sowie für die Dauer der Betriebszeit von bis zu acht Jahren ein einmaliger Personalaufwand. Zum Sachaufwand zählen beispielsweise die Kosten für die Beschaffung der für die Umrüstung notwendigen Komponenten sowie die Kosten für den Strombezug zum Betrieb der rotierenden Phasenschieberanlage.

Gegenüber der nach § 13b EnWG bereits möglichen alternativen Überführung der entsprechenden Anlage in die Netzreserve entfällt aber auch eine Vielzahl an Kostenpositionen. Hierbei sind insbesondere die Kosten für Brennstoffe oder Emissionszertifikate zu erwähnen, die bei dem Betrieb einer rotierenden Phasenschieberanlage nicht entstehen.

Insgesamt entsteht kein über den Betrieb in der Netzreserve hinausgehender zusätzlicher Aufwand für den Anlagenbetreiber.

Zudem erhält der Anlagenbetreiber für den Umbau und den Betrieb der rotierenden Phasenschieberanlage eine Vergütung von dem Betreiber eines Übertragungsnetzes, der das Umrüstungsverlangen gestellt hat. Der Anlagenbetreiber ist – wie in dem alternativen Fall der Überführung der Anlage in die Netzreserve nach § 13b EnWG – weder besser noch schlechter zu stellen, als wenn seine Anlage endgültig stillgelegt worden wäre.

b) Für den Betreiber eines Übertragungsnetzes, der ein Umrüstungsverlangen stellt

Der neue § 13l EnWG sieht in seinem Absatz 4 einen Verweis auf § 13c Absatz 5 EnWG vor. Danach sollen die Kosten, die im Rahmen der Umrüstung und des Betriebs eines Betriebsmittels zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie Trägheit der lokalen Netzstabilität (auch „rotierende Phasenschieberanlage“ genannt) anfallen, für den jeweiligen Betreiber eines Übertragungsnetzes zu verfahrensregulierten Kosten, d.h. zu refinanzierbaren Kosten werden.

Wie unter 1. dargelegt, entsteht durch die Umrüstung zu einer rotierenden Phasenschieberanlage sowie deren Betrieb jedoch kein über den Betrieb in der Netzreserve nach § 13b EnWG hinausgehender zusätzlicher Aufwand für den Anlagenbetreiber, der durch den Netzbetreiber zusätzlich vergütet werden müsste.

Durch die Prüfung und Entscheidung über ein Umrüstungsverlangen entsteht bei den Netzbetreibern unmittelbar ein einmaliger Personalaufwand. Aber auch dieser ist vergleichbar mit dem Aufwand bei den alternativ stattfindenden Systemrelevanzprüfungen nach § 13b EnWG.

Insgesamt entsteht kein zusätzlicher Aufwand, der nicht schon in den Kosten für die Prüfung der Überführung in die Netzreserve berücksichtigt wurde (vgl. den Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft bzgl. der Netzreserve in: Bundestagsdrucksache 51/20, S. 94 sowie Bundestagsdrucksache 20/8657, S. 56, 71, 126).

Insoweit handelt es sich also überwiegend um eine aufwandsneutrale Maßnahme in Bezug auf den bereits vorhandenen Erfüllungsaufwand der Netzreserve.

5) Änderung des § 14e EnWG – Pflicht zur Verlinkung

Durch die neue Vorschrift ergibt sich ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 22.000 Euro.

Die Vorschrift verpflichtet die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, auf ihrer gemeinsamen Internetplattform die Möglichkeit zu bieten, zwecks unverbindlicher Netzanschlussauskunft auf die Website des jeweils zuständigen Verteilnetzbetreibers gelangen zu können. Die Einhaltung der Vorschrift

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

überwacht allein die Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Missbrauchsaufsicht nach den §§ 65ff. EnWG und eröffnet ggf. Aufsichtsverfahren gegen die Verteilnetzbetreiber, die der Pflicht nicht nachkommen.

Der nachfolgenden Abschätzung liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Die erste Fallzahl (792) ergibt sich aus dem Anwendungsbereich von § 17b EnWG: Die Verlinkung auf die Website des zuständigen Verteilnetzbetreibers zwecks unverbindlicher Netzanschlussauskunft ist in sachlicher Hinsicht nur sinnvoll umsetzbar für diejenigen Verteilnetzbetreiber, die die im Funktionsumfang der unverbindlichen Netzanschlussauskunft geforderten Spannungsebenen betreiben. Deren Zahl beläuft sich auf 792. Pro Fall (Einrichtung der Verlinkung auf der gemeinsamen Plattform der Verteilnetzbetreiber) entsteht ein einmaliger Aufwand von 0,5 Stunden bei mittlerem Qualifikationsniveau.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
792	0,5	54,70	-	21.661,20	-
Einmaliger Erfüllungsaufwand (in Euro)				**21.660**	-

6) Ergänzung der §§ 17a, 18 EnWG und der §§ 8a bis 8d EEG – Informationspflichten und Kommunikation bei Netzanschlussbegehren

Durch die neue Vorschrift ergibt sich ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 1,1 Mio. Euro.

Die Vorschrift verpflichtet den Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes, auf seiner Website Anforderungen an ein Netzanschlussbegehren sowie die Bearbeitungsschritte von Netzanschlussbegehren darzustellen. Darüber hinaus müssen die Verteilnetzbetreiber einheitliche Formate und Anforderungen für Netzanschlussbegehren entwickeln und nach Eingang eines Netzanschlussbegehren eine Eingangsbestätigung versenden.

Der nachfolgenden Abschätzung liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Für das einmalige Darstellen der Arbeitsschritte eines Netzanschlussbegehrens auf der Website des Verteilnetzbetreibers fällt ein Aufwand von 2 Stunden bei mittlerem Qualifikationsniveau an.
- Für das einmalige Darstellen der Anforderungen für ein Netzanschlussbegehren auf der Website des Verteilnetzbetreibers fällt ein Aufwand von 1 Stunden bei mittlerem Qualifikationsniveau an.
- Für die Abstimmung einheitlicher Anforderungen und Formate an Netzanschlussbegehren zwischen den Verteilnetzbetreibern sind 10 Sitzungen à 3 Stunden mit jeweils 10 Branchenvertretern mit hohem Qualifikationsniveau erforderlich. Im Anschluss erfolgt eine branchenweite Konsultation, für die pauschal 100 Stunden Aufwand bei hohem Qualifikationsniveau angesetzt werden.
- Für den Versand von Eingangsbestätigungen für Netzanschlussbegehren verwenden Verteilnetzbetreiber entweder ihr Netzanschlussportal oder ein Funktionspostfach, an das Netzanschlussbegehren geschickt werden. In beiden Fällen erfolgt ein automatisierter Versand einer Eingangsbestätigung. Für die Implementierung dieser automatisierten Versandfunktion durch einen IT-Dienstleister wird pauschal 1.000 Euro angesetzt. Dies gilt für jeden der 866 Verteilnetzbetreiber.

Vorabfassung wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Die neu eingeführten §§ 8a bis 8d EEG, bzw. die hierin neu enthaltenen Regelungen, stellen einen Gleichlauf zu den in § 17a neu eingefügten Fristen für den Anschluss von EE-Anlagen her. Hieraus ergibt sich somit kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
866	-	-	1.000	-	866.000
Administrativer Overhead (20 %)				173.200	-
1	2	54,70	-	109,40	-
1	1	54,70	-	54,70	
10	30	85,30	-	25.590	
1	100	85,30	-	8.530	
Einmaliger Erfüllungsaufwand (in Euro)				**207.480**	**866.000**

7) § 17b (neu) EnWG – Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten in Elektrizitätsversorgungsnetzen

Durch die neue Vorschrift ergibt sich eine jährliche Entlastung in Höhe von ca. 14,8 Mio. Euro (Zielmodell nach Absatz 2) sowie ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 11,1 Mio. Euro.

Die Vorschrift verpflichtet die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zu mehr Transparenz beim Netzanschluss. Netzanschlusssuchenden ist zu diesem Zweck eine unverbindliche und schnelle Netzanschlussauskunft zu ermöglichen. Die Netzbetreiber haben hierzu geeignete Online-Tools bereitzustellen.

Der nachfolgenden Abschätzung liegen folgende Annahmen zugrunde, die sich auf das Zielmodell der unverbindlichen Netzanschlussauskunft nach § 17b Absatz 2 EnWG beziehen:

- Die erste Fallzahl (866) ergibt sich aus dem Anwendungsbereich der Vorschrift: Grundsätzlich ist jeder Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes zur Implementierung von Online-Tools verpflichtet.
- Die Implementierung dieser Tools wird üblicherweise von externen Dienstleistern übernommen. Es gibt bereits verschiedene Lösungsanbieter am Markt. Pro Fall wird ein einmaliger Aufwand in Höhe von 10.000 Euro angenommen. Da es sich meist um Lizenzmodelle („software as a service“) handelt, wird zudem eine jährliche Lizenzgebühr von 1.500 Euro angesetzt.
- Nach Absatz 5 haben die Netzbetreiber untereinander einheitliche Inhalte und Formate abzustimmen. Der zweiten Fallzahl liegt die Annahme zugrunde, dass dazu 20 Sitzungen à 3 Stunden erforderlich sind, an denen jeweils 10 Branchenvertreter mit hohem Qualifikationsniveau teilnehmen werden. Im Anschluss ist eine branchenweite Konsultation der Ergebnisse erforderlich, für die pauschal 100 Arbeitsstunden auf hohem Qualifikationsniveau angesetzt werden.
- Nach Absatz 5 haben die Netzbetreiber zudem eine einheitliche Programmierschnittstelle für den Datenaustausch (API) zu definieren. Es wird angenommen, dass diese gemeinsame Aufgabe (Fallzahl 1) an einem externen IT-Dienstleister übertragen wird.
- Der auf Seiten der Netzbetreiber anfallende administrative Aufwand (u.a. für Dienstleistersteuerung, Datenbereinigung, Anpassung Bestandssysteme) lässt sich nur sehr schwer beziffern. Hierfür wurde eine Pauschale in Höhe von 20 Prozent der Dienstleistungskosten angenommen.

Vorab-Fassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

- Unverbindliche Auskünfte werden vor einem förmlichen Anschlussbegehren erteilt. Dadurch reduziert sich die Anzahl der aufwändig zu prüfenden Netzanschlussbegehren. Somit werden weniger personelle Ressourcen gebunden. Zur Abschätzung dieses Entlastungseffekts wurden folgende Annahmen getroffen (basierend auf Erfahrungswerten der Branche):
  - durchschnittliche Bearbeitungsdauer für ein Netzanschlussbegehren im Bereich der Mittelspannung: 8 Stunden
  - Realisierungsquote vor Einführung des Online-Tools: 20 Prozent
  - Realisierungsquote nach Einführung des Online-Tools: 50 Prozent
  - jährlich ca. 8.000 Netzanschlüsse von Anlagen ab 135 Kilowatt
- Aufgrund der höheren Realisierungsquote reduziert sich die Anzahl der aufwendig zu prüfenden Anschlussbegehren von 40.000 auf 16.000. In der Fallzahl (24.000) drückt sich die Differenz dieser Zahlen aus.
- Bis zur Bereitstellung der Online-Tools sieht die Regelung übergangsweise eine monatliche Veröffentlichung von verfügbarer Netzanschlusskapazität (Absatz 1) vor. Diese Vorgabe gilt für die Netzebenen 2 und 4 (Umspannung Höchst- auf Hochspannung und Hoch- auf Mittelspannung) und erfasst somit neben den 65 Verteilnetzbetreibern in der Hochspannung auch die vier Übertragungsnetzbetreiber im Bereich der Höchstspannung. In Summe ergeben sich 69 betroffene Unternehmen.
- Der Aufwand für die Veröffentlichung nach Absatz 1 entsteht nur in der zweijährigen Übergangsphase bis zur Bereitstellung der Online-Tools und damit nicht dauerhaft, sondern einmalig (über die Dauer von zwei Jahren). Die Fallzahl ergibt sich aus der Anzahl der betroffenen Unternehmen (69), die die Veröffentlichung jeweils zwei Mal (einmal pro Jahr) vornehmen müssen (Fallzahl 138). Der Zeitaufwand (48 Stunden) ergibt sich aus dem monatlichen Aktualisierungszyklus und der Annahme, dass hierfür jeweils vier Stunden Arbeitszeit mit hohem Qualifikationsniveau erforderlich sind (Datenabfrage aus zentralem Netzleitsystem sowie anschließende Aufbereitung und Aktualisierung der Veröffentlichung).

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
866	-	-	10.000	-	8.660.000
1	-	-	50.000	-	50.000
Administrativer Overhead (20 %)				1.742.000	-
20	30	85,30	-	51.180	-
1	100	85,30	-	8.530	-
138	48	85,3	-	565.028	-
Einmaliger Erfüllungsaufwand (in Euro)				**2.366.738**	**8.710.000**

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands (**Zielmodell** nach Absatz 1):

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall	Lohnsatz pro Stunde	Sachaufwand pro Fall	Personalaufwand	Aufwand für externe Dienstleistungen

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

	(in Stunden)	(in Euro)	(in Euro)	(in Euro)	(in Euro)
866	-	-	1.500	-	1.299.000
Administrativer Overhead (20 %)				259.800	-
24.000	8	85,30	-	-16.377.600	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**-16.117.800**	**1.299.000**

8) §§ 17c, 18a EnWG Digitale Netzanschlussportale

Die Einrichtung digitaler Netzanschlussportale ist in der Niederspannungsebene bereits gesetzlich vorgeschrieben. Die damit zusammenhängenden Prozesse wurden bereits standardisiert. Die bestehenden bzw. in Umsetzung befindlichen Portallösungen sind auch für Netzanschlussbegehren in höheren Spannungsebenen nutzbar. Ein zusätzlicher Aufwand entsteht den Verteilernetzbetreiber durch den Standardisierungsprozess, der der Digitalisierung vorausgeht. Dazu müssen branchenweite Standardisierungsgremien tagen. Hierfür ist ein initialer Personalkostenaufwand von rund 3 Millionen Euro zu erwarten. Zur regelmäßigen Weiterentwicklung des Standards entsteht voraussichtlich ein jährlicher Personalaufwand in Höhe von rund 350.000 Euro. Demgegenüber steht eine jährliche Einsparung von rund 5,5 Mio. Euro, unter der Annahme, dass mit dem digitalen Verfahren pro durchgeführtem Netzanschlussprozess etwa 10 Minuten eingespart werden.

Fallzahl (Einmalig)	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
25	600	85,3	0	1.279.500	
25	600	85,3	0	1.279.500	
25	120	85,3	0	255.900	
25	60	85,3	0	127.950	
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**2.942.850**	-

Fallzahl (jährlich)	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
50	80	85,3	0	341.200	
1015000	-0,16	35,8	0	-5.472.720	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**-5.131.520**	-

9) § 20b (neu) EnWG – Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs

Vorabfassung – wird durch elektronische Fassung ersetzt

Der neue § 20b EnWG verpflichtet Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen eine gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs zu errichten und dauerhaft zu betreiben. Erfüllungsaufwand entsteht sowohl einmalig für die Entwicklung und Errichtung der Plattform als auch für den dauerhaften Betrieb.

Für die Entwicklung und Errichtung der gemeinsamen Plattform wird ein einmaliger Sachaufwand von schätzungsweise ca. 4 Millionen Euro anfallen. Hinzu kommen die Kosten für die Integration des IT-Systems bei allen 865 Verteilernetzbetreibern. Diese werden auf jeweils ca. 50.000 Euro geschätzt. Außerdem entsteht für die Begleitung des Vorhabens auch ein einmaliger Personalaufwand bei allen 865 Verteilernetzbetreibern.

Die Kosten für den dauerhaften Betrieb der Plattform werden auf ca. 1 Millionen Euro jährlich geschätzt. Zudem entsteht ein vergleichsweise geringer Sachaufwand pro Verteilernetzbetreiber für den laufenden IT-Betrieb sowie ein kleinerer dauerhafter Personalaufwand (z.B. durch Abstimmungsbedarf).

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1	-	-	4.000.000	-	4.000.000
865	40	85,30	50.000	2.951.380	43.250.000
Erfüllungsaufwand (in Euro)				**2.951.000**	**47.250.000**

Jährlicher Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1	-	-	1.000.000	-	1.000.000
865	20	85,30	10.000	1.475.690	8.650.000
Erfüllungsaufwand (in Euro)				**1.476.000**	**9.650.000**

10) § 23c Abs. 2a-2c (neu) EnWG – Umsetzung Artikel 20a Abs. 1 und 2 RED III

Die neuen Absätze 2a-2c verpflichten die Übertragungsnetzbetreiber, bestimmte Informationen auf einer gemeinsamen Internetplattform bereit zu stellen und mindestens stündlich zu aktualisieren.

- Dazu bedarf es zunächst einer einmaligen Abstimmung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern zum Datenformat. Es wird angenommen, dass dafür ca. 20 Stunden Aufwand mit hohem Qualifikationsniveau pro Übertragungsnetzbetreiber anfallen.
- Im nächsten Schritt muss eine gemeinsame IT-Lösung beauftragt werden. Die Kosten dafür werden auf einmalig ca. 350.000 Euro geschätzt.
- Für die Instandhaltung der IT-Lösung fallen zudem schätzungsweise jährlich ca. 50.000 Euro an Sachkosten an.
- Die Verteilernetzbetreiber sind ebenfalls verpflichtet, Daten zur Verfügung zu stellen, soweit ihnen diese vorliegen. Derzeit lässt sich allerdings nicht abschätzen, ob bzw. wie viele Verteilernetzbetreiber dies betreffen wird, sodass sich der Aufwand zum jetzigen Zeitpunkt nicht abschätzen lässt.

Vorabfassung - wird durch die korrigierte Fassung ersetzt

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
4	20	85,30	-	6.824	-
1	-	-	350.000	-	350.000
Erfüllungsaufwand (in Euro)				**7.000**	**350.000**

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1	-	-	50.000	-	50.000
Erfüllungsaufwand (in Euro)				**-**	**50.000**

11) Änderung des § 35b EnWG – Streichung von Nachweispflichten

Durch die Streichung der in § 35b EnWG vorgesehenen Nachweispflichten für Betreiber von Gasspeicheranlagen entfällt ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von EUR 5.236,00.

Diesem Wert liegt die Annahme zu Grunde, dass für jeden der 22 Betreiber von Gasspeicheranlagen ein Arbeitsaufwand in Höhe von vier Stunden zur Erfüllung der Nachweispflichten entfällt. Unter Annahme der in der Energieversorgung durchschnittlichen Lohnkosten von EUR 59,50 ergibt sich eine Entlastung der Wirtschaft in Höhe von EUR 5.236,00.

Hintergrund der Streichung der Nachweispflichten ist der Bürokratieabbau.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
22	-4	59,50	-	- 5.236	-
Erfüllungsaufwand (in Euro)				**- 5.236**	-

12) § 38a (neu) EnWG – Übergangsversorgung in Mittelspannung und Mitteldruck

a) Der neue § 38a EnWG enthält eine gesetzliche Berechtigung zum Abschluss eines Vertrages zwischen Netzbetreiber und Grundversorger, wonach der Grundversorger zusätzlich zu seiner Aufgabe als Grundversorger auch die Aufgabe einer Übergangsversorgung von Letztverbrauchern in Mittelspannung und Mitteldruck übernehmen kann. Der Abschluss eines solchen Vertrags ist für beide Parteien freiwillig. Verpflichtungen, die die Parteien im Rahmen dieser freiwilligen Vereinbarung eingehen, stellen daher keinen Erfüllungsaufwand dar. Die Regelung ist geeignet, den bürokratischen Aufwand bei Netzbetreibern zu senken, der ohne eine Übergangsversorgung entstehen könnte, wenn Letztverbraucher Elektrizität oder Gas aus dem Netz beziehen würden, ohne dass dieser Bezug einer Lieferung zugeordnet werden kann.

Anpassung durch die elektronische Fassung ersetzt

Sofern ein Grundversorger auch die Aufgabe der Übergangsversorgung wahrnimmt, ist er allerdings nach § 38a Absatz 5 Satz 1 gesetzlich dazu verpflichtet, Allgemeine Bedingungen und Preise der Übergangsversorgung auf seiner Internetseite zu veröffentlichen. Änderungen hat der Übergangsversorger nach Absatz 5 Satz 4 auf seiner Internetseite zu veröffentlichen und nach Absatz 5 Satz 3 der Regulierungsbehörde mitzuteilen. Nach § 38a Absatz 5 Satz 5 ist er darüber hinaus verpflichtet, auf seiner Internetseite die Allgemeinen Preise der Übergangsversorgung der letzten sechs Monate vorzuhalten. Es wird angenommen, dass dafür der gleiche Aufwand anfällt wie zur Erfüllung der entsprechenden Vorgabe in der Grundversorgung (§ 36 Absatz 1 EnWG), d.h. jährlich 13 Stunden mit durchschnittlichem Qualifikationsniveau. Da nicht absehbar ist, wie viele Übergangsversorger es geben wird, kann hier nur der Aufwand pro Fall bzw. Übergangsversorger dargestellt werden: ca. 774 Euro jährlich je Übergangsversorger.

Betreiber von Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetzen haben dem Übergangsversorger nach Absatz 10 Nummer 2 zudem 14 Werktage vor einem Jahreswechsel eine Abschätzung von Energiemengen von Letztverbrauchern im Sinne des Absatz 1, die zum ersten Kalendertag des Jahres noch keinem Energielieferanten zugeordnet sind, mitzuteilen. Es wird geschätzt, dass dafür ca. 2 Stunden mit durchschnittlichem Qualifikationsniveau anfallen. Da diese Vorgabe nur dann umzusetzen ist, wenn es einen Übergangsversorger gibt und nicht absehbar ist, wie viele Übergangsversorger es geben wird, kann hier ebenfalls nur der Aufwand pro Fall dargestellt werden: ca. 120 Euro jährlich je betroffenem Netzbetreiber.

Im Zusammenhang mit der Übergangsversorgung entsteht also pro Fall schätzungsweise ein Erfüllungsaufwand von jährlich ca. 900 Euro.

b) Nach Absatz 8 sind Netzbetreiber verpflichtet, den betroffenen Letztverbraucher bei Kenntnis eines drohenden vertragslosen Zustandes rechtzeitig ggf. unverzüglich über die Folgen des vertragslosen Zustandes durch Sperrung oder einer kurzfristigen Übergangsversorgung zu informieren und den Übergangsversorger zu nennen. Erfolgt eine kurzfristige Abmeldung des Letztverbrauchers durch den Vorlieferanten oder wird der Bilanzkreis des Vorlieferanten oder der Lieferantenrahmenvertrag fristlos gekündigt, wird der Betreiber von Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetzen von seiner Informationspflicht nach Satz 1 entbunden. Es wird angenommen, dass dafür ein Aufwand von ca. einer halben Stunde mit mittlerem Qualifikationsniveau anfällt, d.h. ca. 28 Euro pro Fall. Es ist nicht bekannt, in wie vielen Fällen ein vertragsloser Zustand droht, sodass nur der Aufwand pro Fall dargestellt werden kann.

13) Änderung des § 41 EnWG – Anforderungen an Energielieferverträge mit Letztverbrauchern

a) Durch die Ergänzungen in Absatz 1 Satz 1 müssen bei Energielieferverträgen mit Letztverbrauchern zusätzliche Informationen im Vertrag enthalten sein. Dabei handelt es sich um Informationen über das zuständige Registergericht, Kontaktinformationen sowie darüber, ob es sich um feste oder variable Preise handelt und, soweit zutreffend, über Sonderangebote und Preisnachlässe. Dies erfordert lediglich eine einmalige Änderung der entsprechenden Vordrucke je Energielieferanten (insgesamt aktuell ca. 2500). Zusätzlicher wiederkehrender Aufwand entsteht nicht, da die zusätzlichen Informationen bei der individuellen Vertragsgestaltung mithilfe der Vordrucke ohne zusätzlichen Aufwand enthalten sind.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
2500	2	54,70	-	273.500	-
Erfüllungsaufwand (in Euro)				**273.500**	-

b) Die Ergänzung in Absatz 1 Satz 2 verpflichten Anbieter von gebündelten Angeboten, den Letztverbrauchern Informationen über den Energielieferanten und den Anbieter von Dienstleistungen sowie den Preis des gebündelten Angebots vor Vertragsschluss zur Verfügung zu stellen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Laut Monitoringbericht der BNetzA gibt es aktuell 112 Unternehmen, die gebündelte Angebote anbieten. Der Aufwand, die oben genannten Informationen in das Angebot zu integrieren, entsteht einmalig und wird insgesamt auf ca. 2 Stunden pro Unternehmen geschätzt.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
112	2	54,70	-	12.253	-
Erfüllungsaufwand (in Euro)				**12.250**	-

14) Änderung des § 41a EnWG – Festpreistarife, Informationspflichten

a) Der neue Absatz 4 verpflichtet Stromlieferanten, die zum 31. Dezember eines Jahres mehr als 200 000 Letztverbraucher beliefern, im Folgejahr auch einen Festpreistarif anzubieten.

Aktuell gibt es ca. 30 Stromlieferanten, die mehr als 200.000 Letztverbraucher beliefern. Es wird angenommen, dass die Hälfte dieser Stromlieferanten bereits einen Festpreistarif anbietet. Somit ergibt sich eine Fallzahl von 15. Für die einmalige Konzeption, die Einführung des Tarifs und die Zurverfügungstellung umfassender Informationen dazu (s. Absatz 7) werden die unten aufgeführten Aufwände geschätzt. Überdies wird davon ausgegangen, dass diese Vorgabe nach Vornahme des einmaligen Aufwands mit den bereits bestehenden personellen und sachlichen Strukturen in den Unternehmen abgebildet werden kann.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
15	16	54,70	-	13.128	-
15	40	85,30	-	51.180	-
Erfüllungsaufwand (in Euro)				**64.300**	-

b) Der neue Absatz 6 verpflichtet Stromlieferanten, dem Letztverbraucher bereits vor dem Abschluss oder der Verlängerung eines Vertrages nach den Absätzen 2 oder 4 eine knappe, leicht verständliche und klar gekennzeichnete Zusammenfassung der wichtigsten Vertragsbedingungen zur Verfügung zu stellen.

Da die Pflicht, einen Vertrag nach Absatz 2 anzubieten, ab 2025 für alle Stromlieferanten gilt, gilt auch diese Vorgabe für Verträge nach Absatz 2 für alle Stromlieferanten (1400 = Fallzahl Nr. 1).

Die Pflicht einen Vertrag nach Absatz 4 anzubieten, betrifft nicht alle Stromlieferanten. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass ca. 80% der Stromlieferanten (1120 = Fallzahl Nr. 2) bereits einen Festpreistarif im Sinne von Absatz 4 anbieten, sodass diese Vorgabe für sie folglich ebenso gilt.

Der Aufwand entsteht jeweils nur einmalig, da davon ausgegangen wird, dass die für den jeweiligen Tarif allgemeingültige Zusammenfassung als Teil des Angebots zur Verfügung gestellt wird und somit kein zusätzlicher dauerhafter Aufwand entsteht. Für die Erstellung, Prüfung und die zur Verfügungstellung (Einstellen im Internet oder den Angebotsunterlagen Beifügen) werden die in der Tabelle stehenden Aufwände geschätzt.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Vorab-Fassung – wird durch elektronische Fassung ersetzt

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1400	2	54,70	-	153.160	
1400	2	85,30	-	238.840	
1120	2	54,70	-	122.528	
1120	2	85,30	-	191.072	
Erfüllungsaufwand (in Euro)				**705.600**	

15) § 41f (neu) und § 41g (neu) EnWG – Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung bei Haushaltskunden

Mit § 41f (neu) und § 41g (neu) EnWG werden die zuvor in § 118b EnWG enthaltenen und bisher befristet geltenden Vorschriften in wesentlichen Teilen verstetigt bzw. die bisher in der Grundversorgungsverordnung Gas sowie Grundversorgungsverordnung Strom in das EnWG überführt und ergänzt. Im Gegenzug entfallen § 118b EnWG sowie § 19 Absatz 2 bis Absatz 7 der Gasgrundversorgungsverordnung Gas und § 19 Absatz 2 bis Absatz 7 Stromgrundversorgungsverordnung.

a) Im Vergleich zu den bisher geltenden Regelungen in § 118b EnWG sind nur noch Grundversorger verpflichtet, bei einer Sperrandrohung auf Verlangen des Haushaltskunden eine Abwendungsvereinbarung anzubieten. Bei Sperrandrohungen außerhalb der Grundversorgung entfällt diese Pflicht. Es wird angenommen, dass für das Erstellen des Angebots der Abwendungsvereinbarung jeweils eine halbe Stunde mit mittlerem Qualifikationsniveau, d.h. 27 Euro pro Fall eingespart werden können (0,5 Stunden x 54,70 Euro Stundensatz). Es ist allerdings nicht bekannt, wie viele Haushaltskunden bei einer Sperrandrohung außerhalb der Grundversorgung eine Abwendungsvereinbarung verlangt haben, sodass hier nur die Höhe der Entlastung pro Fall angegeben werden kann.

b) Neu ist, dass sich Grundversorger in bestimmten Fällen an das örtlich zuständige Sozialamt wenden können bzw. im Falle einer entsprechenden Einwilligungserklärung des Haushaltskunden müssen, um dem Sozialamt die Möglichkeit zu geben staatliche Unterstützungsmöglichkeiten für den Haushaltskunden zu prüfen bzw. diesen zu kontaktieren.

Dazu müssen die Grundversorger (Anzahl: 1500) einmalig einen Vordruck einer Einwilligungserklärung erstellen, die sodann gemeinsam mit der Androhung einer Versorgungsunterbrechung übersandt wird, sowie zusätzliche Informationen zu dieser Möglichkeit in das Schreiben zur Androhung der Unterbrechung aufnehmen. Dies erfordert eine einmalige Anpassung der entsprechenden Vordrucke je Grundversorger. Wiederkehrender Aufwand entsteht dadurch nicht, da die zusätzlichen Informationen sowie der Vordruck der Einwilligungserklärung bei der individuellen Vorgangsbearbeitung mithilfe der Vordrucke ohne zusätzlichen Aufwand bereits enthalten sind.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1500	2	59,50	-	178.500	
Erfüllungsaufwand (in Euro)				**+178.500**	

Fassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Sofern der Haushaltskunde die Einwilligungserklärung unterzeichnet und dem Grundversorger schickt, hat sich der Grundversorger an das örtlich zuständige Sozialamt zu wenden und die erforderlichen Daten zu übermitteln. Es wird davon ausgegangen, dass nur ein geringer Teil der betroffenen Haushaltskunden einwilligen wird (angenommene Fallzahl: 24.000). Denn in der Praxis besteht das Problem darin, dass sich eine Vielzahl der Haushaltskunden im Rahmen des Sperrprozesses nicht bei dem Grundversorger meldet.

Auf der anderen Seite soll die Kontaktaufnahme mit der Sozialbehörde dazu führen, dass Versorgungsunterbrechungen vermieden werden und dass die Kosten der Versorger langfristig gedeckt werden (weil die Rechnungen ggf. zukünftig mit Hilfe staatlicher Unterstützungen bezahlt werden können).

Jährlicher Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
24.000	0,5	35,8	-	+429.600	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**+429.600**	-

16) § 42c (neu) EnWG – Energy Sharing

§ 42c (neu) EnWG eröffnet eine neue Möglichkeit, Strom aus einer Anlage zur Erzeugung Erneuerbarer Energien zum gemeinsamen Verbrauch zu nutzen. Erfüllungsaufwand entsteht für die Netzbetreiber, die nach Absatz 4 sicherstellen müssen, dass dies möglich ist.

Umgesetzt wird dies mithilfe einer Festlegung der Bundesnetzagentur und einer eigens dafür zu entwickelnden IT-Plattform für die Abwicklung des Netzzugangs, d.h. für die Marktkommunikation und den notwendigen Datenaustausch. Welcher Aufwand durch die Festlegung der Bundesnetzagentur entstehen wird, kann noch nicht abgeschätzt werden. Für die zu entwickelnde IT-Plattform enthält § 20b (neu) EnWG die entsprechende Verpflichtung, sodass der dafür anfallende Erfüllungsaufwand dort ausgewiesen ist.

17) § 43b Absatz 4 (neu) EnWG - Vermutungsregel für die Aktualität der Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren

Durch die Gesetzesänderung entfällt für die Wirtschaft ein Erfüllungsaufwand in Höhe von 22 Millionen Euro.

Die Gesetzesänderung enthält eine Vermutungsregel für die Aktualität von Untersuchungsunterlagen im Planfeststellungsverfahren. Durch diese Vermutungsregel können auch ältere Daten für die Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren verwendet werden und damit auf eine erneute Datenerhebung verzichtet werden. Die Daten ergeben sich aus Kartierungen und Bewertungen von Gutachtern, die von den Vorhabenträgern beauftragt werden.

Für die Arbeit der Gutachter fallen Sachkosten an. Die Zahl der in Auftrag gegebenen Gutachten sowie die Höhe der Kosten hängen stark von Art und Ausdehnung der Vorhaben ab.

Nach Abfrage geben die vier Übertragungsnetzbetreiber schätzungsweise 525 umweltplanerische Einzelgutachten und Kartierungen pro Jahr in Auftrag. Es ist aktuell nicht absehbar, in wie vielen Fällen auch ältere Daten genutzt werden könnten. Aufgrund der Länge der Verfahren werden derzeit allerdings häufig aktuellere Daten nachgefordert, was nach der Gesetzesänderung in vielen Fällen entfallen dürfte. Zudem sollen auch bestehende Daten in neuen Planfeststellungsverfahren genutzt werden können. Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass schätzungsweise 50 Prozent der Gutachten und Kartierungen nicht neu in Auftrag gegeben werden, da auf bestehende Daten zurückgegriffen werden kann. Ebenfalls auf Angaben der vier Übertragungsnetzbetreiber beruht ein Kostenmittelwert von rund 85 000 Euro pro Einzelgutachten oder Kartierung.

Vorabfassung wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Demnach entfällt für die Wirtschaft ein Erfüllungsaufwand in Höhe von rund 22 Millionen Euro pro Jahr.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
-262			85.000		-22.270.000
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)					**-22.270.000**

18) Änderung des § 49a EnWG

In § 49a Absatz 5 EnWG wird nunmehr die zusätzliche Möglichkeit vorgesehen, notwendige Wartungs- und Instandhaltungskosten im Zusammenhang mit der Höherauslastung des Stromübertragungsnetzes jährlich auf Nachweis gegenüber den vier Übertragungsnetzbetreibern mit Regelzonenverantwortung abzurechnen. Dadurch wird diesen Übertragungsnetzbetreibern voraussichtlich ein zusätzlicher jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von 750.000 Euro entstehen.

Es ist damit zu rechnen, dass rund 150 Betreiber technischer Infrastrukturen im Sinne des § 3 Nummer 9a EnWG (Gas, Wasser, Öl, Telekommunikation, Eisenbahn), die bisher nur im Wege einer Einmalzahlung für die gesamte Dauer einer Schutzmaßnahme abrechnen konnten, die in dem angepassten § 49a Absatz 5 EnWG für die jährliche Abrechnung vorgesehene De minimis-Schwelle einer Betroffenheit auf eine Länge von mindestens 35 Kilometern überschreiten und somit künftig jährlich individuell bzw. aufwandsgerecht abrechnen werden. Die vier Übertragungsnetzbetreiber schätzen, dass sie zur Prüfung der eingereichten Nachweise Beschäftigte des Qualifikationsniveaus „hoch“ im Umfang von jeweils rund 58 Stunden pro Fall einsetzen und so zusätzliche jährliche Kosten von insgesamt ca. 750.000 Euro aufwenden müssen. Ein einmaliger Aufwand entsteht daneben nicht.

Es wird auch nicht mit einen zusätzlichen Aufwand für die von der Höherauslastung betroffenen Betreiber technischer Infrastrukturen im Sinne des § 3 Nummer 9a EnWG (Gas, Wasser, Öl, Telekommunikation, Eisenbahn) gerechnet, da diese über die erforderlichen Daten ohnehin verfügen und auch bereits eine Infrastruktur für den Austausch der Informationen mit den Übertragungsnetzbetreibern besteht.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
150	3517	85,30	-	750.000	-
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)				**750.000**	-

19) Änderung der §§ 111e, 111f EnWG - Aufnahme von H2 in das Marktstammdatenregister

Durch die Aufnahme von Daten zur Wasserstoffwirtschaft und Wasserstoffnetzen in das Marktstammdatenregister wird zusätzlicher Erfüllungsaufwand für die Betreiber von Anlagen bzw. Netzen entstehen. Die Höhe des entstehenden Erfüllungsaufwands hängt allerdings von der Ausgestaltung der entsprechenden Rechtsverordnung ab, da erst darin festgelegt wird, welche Daten aufgenommen werden sollen. Zum jetzigen Zeitpunkt lässt sich der Erfüllungsaufwand daher noch nicht abschätzen.

20) Änderung des Bundesbedarfsplangesetztes

a) Mit der Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes werden weitere länderübergreifende und grenzüberschreitende Netzausbauvorhaben benannt, auf die die Regelungen des NABEG gemäß § 2 Absatz 1

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

NABEG anzuwenden sind. Die Zuständigkeit für die Bestimmung der Trassenkorridore nach §§ 4 bis 17 NABEG und die Planfeststellung nach §§ 18 bis 28 NABEG für diese Vorhaben obliegt damit nach § 31 NABEG in Verbindung mit § 1 PlfZV der Bundesnetzagentur. Das entlastet die Übertragungsnetzbetreiber dahingehend, dass für diese Vorhaben Planfeststellungsverfahren nicht parallel in unterschiedlicher Zuständigkeit durchgeführt werden müssen und dass den Vorhabenträgern in dem Verfahren ein einheitlicher Ansprechpartner zur Verfügung steht. Der Bundesnetzagentur wird die Zuständigkeit für die Durchführung der Planfeststellung für 16 weitere Netzausbauvorhaben übertragen. Es wird angenommen, dass dadurch im Schnitt pro Vorhaben ein sonst aufgrund von verschiedenen Zuständigkeiten entstehender Koordinierungsaufwand von jährlich 200 Stunden über einen Zeitraum von sieben Jahren eingespart wird. Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 59,50 Euro im Bereich der Energieversorgung werden damit Kosten in Höhe von jährlich rund 190 400 Euro über einen Zeitraum von sieben Jahren eingespart.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
16	-200	59,50	-	-190.400	-
Jährlicher Erfüllungsaufwand (in Euro)				**-190.400**	-

b) Für die Übertragungsnetzbetreiber wird die sich aus § 5 Absatz 1 BBPlG ergebende Informationspflicht erweitert. Sie müssen zusätzlich über die mit den neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Vorhaben im Sinne des § 5 Absatz 1 BBPlG gewonnenen Erfahrungen berichten. Der Bericht kann mit dem gemeinsamen Netzentwicklungsplan nach § 12b Absatz 1 Satz 1 EnWG verbunden werden. Die Berichtspflicht entsteht im zweiten Jahr nach Inbetriebnahme des jeweils ersten Teils eines solchen Vorhabens und damit nicht unmittelbar mit Inkrafttreten des Gesetzes. Es werden zwölf weitere Vorhaben von der Berichtpflicht nach § 5 Absatz 1 BBPlG erfasst. Es wird geschätzt, dass für ein Vorhaben durchschnittlich 50 Arbeitsstunden pro Jahr anfallen, um diese Berichtspflicht zu erfüllen. Es wird zudem geschätzt, dass die Berichtspflicht für jedes Vorhaben nicht für einen längeren Zeitraum als fünf Jahre aufrechterhalten werden wird. Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 59,50 Euro im Bereich der Energieversorgung entstehen den Übertragungsnetzbetreibern damit Kosten in Höhe von jährlich rund 35 700 Euro über einen Zeitraum von fünf Jahren. Dabei ist der erste Bericht erst im zweiten Jahr nach Inbetriebnahme des jeweils ersten Teilabschnitts eines solchen Vorhabens vorzulegen.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
12	50	59,50	-	35.700	-
Jährlicher Erfüllungsaufwand (in Euro)				**35.700**	-

21) Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes und der §§ 9, 10b Absatz 2, 100 Absatz 3 bis 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Die Regelungen betreffen Anpassungen an Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) sowie des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zum Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen und von dazu passenden Steuerungseinrichtungen. Veränderungen des Erfüllungsaufwands der bestehenden Vorschriften ergeben sich hierbei durch die angepassten Kostenregelungen.

Vorabfassung wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu beachten ist allerdings, dass der genannte zusätzliche Kostenaufwand für Stromkunden und Netzbetreiber bislang durch die gesetzlich zum Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen verpflichteten grundzuständigen Messstellenbetreiber getragen wurde, welche ihre tatsächlichen Kosten aufgrund der teils zu niedrigen Preisobergrenzen nach den Ergebnissen des im Auftrag des BMWK erarbeiteten Gutachtens „Voruntersuchung zu den Analysen und Berichten des BMWK nach § 48 MsbG“ nicht refinanzieren konnten und somit durch die Umsetzung der geltenden rechtlichen Vorgaben erhebliche Verluste in Kauf zu nehmen gehabt hätten. Da es sich bei den Mehrkosten für die Entgeltzahler somit im Ergebnis zum größten Teil um einen spiegelbildlichen Ausgleich von bisherigen Kosten der grundzuständigen Messstellenbetreiber handelt, liegt streng genommen nur eine Verlagerung des bereits bestehenden Erfüllungsaufwandes von den Messstellenbetreibern auf die Nutzer und Anwender der intelligenten Messsysteme anhand des individuellen Nutzens vor.

Des Weiteren steht den entstehenden Kosten für den Smart-Meter-Rollout ein deutlich überwiegender volkswirtschaftlicher Nutzen gegenüber, der aufgrund der Systematik allerdings unten unter „weitere Kosten“ aufgeführt ist.

Isoliert betrachtet und ohne die genannten gegenläufigen Effekte würde der zusätzliche Erfüllungsaufwand zum Jahr 2032 für Anschlussnutzer rund 110 Millionen Euro, für Anschlussnehmer circa 100 Millionen Euro und für die Anschlussnetzbetreiber rund 530 Millionen Euro betragen.

Fall a): Aufhebung der Bündelungsregelung (§ 30 Absatz 5 MsbG)

Weit überwiegend beruht dies auf der Aufhebung der bisherigen Bündelungsregelung in § 30 Absatz 5 Satz 1 MsbG unter welche im Jahr 2032 nach den gutachterlichen Modellierungen rund 6,6 Millionen Zählpunkte fielen. Nach dem oben genannten Aufteilungsschlüssel wird angenommen, dass hiervon rund 5,3 Millionen Zählpunkte auf gewerbliche Nutzer (Nichtwohngebäude) entfallen. Die Anschlussnetzbetreiber müssen künftig jeweils pro Zählpunkt ein Entgelt zahlen (bisher keine Kosten für zusätzliche Zähler), bei den Anschlussnutzern kann es zu Mehrkosten kommen, wenn die anzulegende Preisobergrenze höher liegt als die reinen Zählerkosten gemäß § 32 MsbG. Dies entspricht zunächst einer Belastung von circa 653 Millionen Euro im Jahr 2032. Da diesem Aufwand jedoch nach den Ergebnissen der gutachterlichen Untersuchungen im Auftrag des BMWK die Kostenentlastungen gegenzurechnen sind, welche sonst nach bisherigem Recht seitens der grundzuständigen Messstellenbetreiber für die privaten und die gewerblichen Zählpunkte zu tragen gewesen wären, ergibt sich für die Wirtschaft insgesamt eine Entlastung durch die Anpassungen.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
5.331.200			+15	-	+79.968.000
6.664.000			+80	-	+533.120.000
6.664.000			-95	-	-633.080.000
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)				**-**	**-19.992.000**

Fall b): Absenkung des Schwellenwerts für die verpflichtende Steuerung von Anlagen (§ 29 Absatz 1 Nummer 2 MsbG)

Für die Ausweitung der Verpflichtung zum Einbau von Steuerungstechnik auf Anlagen von mehr als 2 Kilowatt installierter Leistung entstehen zusätzliche Aufwände in den Fällen, in denen die Anlage nicht zusammen mit einem Speicher oder einer anderen steuerbaren Verbrauchseinrichtung betrieben wird, da ansonsten bereits heute nach § 9 Absatz 1 Satz 1 EEG schwellenwertunabhängig eine Steuerung vorgeschrieben ist. Es wird unterstellt, dass dies bei rund 50 Prozent der Anlagen in diesem Segment der Fall ist, sodass sich insgesamt eine Fallzahl in 2032 von rund 1,4 Millionen ergibt. Auf die Wirtschaft entfallen

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

gemäß dem oben genannten Aufteilungsschlüssel rund 1,1 Millionen Fälle. Pro Einbaufall werden Zusatzkosten für den Anschlussnutzer in Höhe von 10 Euro brutto jährlich angesetzt (50 Euro als neue Preisobergrenze für Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen statt bisher 30 Euro als optionaler Einbaufall, abzüglich 10 Euro für die nun im Rahmen der Standardleistungen inkludierte marktliche Steuerung zum Zwecke der Direktvermarktung). Für den Anschlussnehmer werden 20 Euro brutto jährlich angesetzt (50 Euro als neue Preisobergrenze für Einbau und Betrieb von Steuerungstechnik statt 30 Euro jährlich, vgl. die Vermutungsregelung in § 35 Absatz 1 Satz 2 Nummer 5 MsbG). Für den Anschlussnetzbetreiber werden 80 Euro brutto jährlich veranschlagt (80 Euro für das intelligente Messsystem, 50 Euro brutto jährlich für Einbau und Betrieb der Steuerungseinrichtung, abzüglich 30 Euro bisheriger optionaler Basis-Preisobergrenze und 20 Euro jährlich für die Datenkommunikation für den Redispatch sowie Anpassungen nach § 14a EnWG laut geltendem MsbG, vgl. § 35 Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 MsbG). Auch in diesem Fall sind diesen Effekten die Entlastungen der grundzuständigen Messstellenbetreiber um 70 Euro pro Einbaufall gegenzurechnen, welche insgesamt pro Steuerungseinbaufall statt bislang 30 Euro nunmehr 100 Euro jährlich erlösen dürfen, was nach gutachterlichen Expertenschätzungen im Auftrag des BMWK den tatsächlichen Kosten für Einbau und Betrieb von Steuerungseinrichtungen entspricht.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1.149.700			+10	-	+11.497.000
1.149.700			+20	-	+22.994.000
1.437.012			+80	-	+114.960.960
1.437.012			-70	-	-100.590.840
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)				**-**	**+48.861.120**

22) § 3 Nr. 42a EEG 2023, Anlage 1 zum EEG 2023 – Spotmarktpreisdefinition

Durch die Anpassung der Begriffsbestimmung des Spotmarktpreises auf die zukünftig am Day Ahead Markt als gekoppelte Produkte gehandelten Viertelstundenprodukte sowie der darauf basierenden Berechnung der für die Bestimmung der Höhe der Marktprämie maßgeblichen Monats- und Jahresmittelwerte nach der Anlage 1 des EEG entsteht einmaliger Umstellungsaufwand bei den für die Ermittlung und Veröffentlichung der relevanten Werte zuständigen Übertragungsnetzbetreiber. Die erforderlichen Umstellungen der IT-Systeme erzeugen einmalige Kosten bei den Übertragungsnetzbetreibern in Höhe von bis zu 10.000 Euro. – Soweit auch bei den Strombörsen durch die Umstellung auf Viertelstundenprodukte Aufwand entsteht, ist dieser unionsrechtlich durch die dortige Vorgabe zur Umstellung begründet und folgt nicht aus den mit dem hiesigen Gesetzentwurf bewirkten Änderungen.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1					-
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)				**10.000**	

Vorabfassung – wird durch lektorierte Fassung ersetzt

23) § 8b EEG 2023 (neu) – Mitteilung des Einspeiseortes

Mit den Vorgaben zur Mitteilung des Einspeiseortes gehen keine Mehrkosten einher, da lediglich bestehende Prozesse detaillierter geregelt werden.

24) § 8e (neu) EEG – Reservierung von Netzanschlusskapazität

Durch die neue Vorschrift ergibt sich eine jährliche Entlastung in Höhe von fast 1,2 Mio. Euro sowie ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 300.000 Euro.

Die Vorschrift verpflichtet die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zur Reservierung von Netzanschlusskapazität nach einem einheitlichen Regime für EE-Anlagen ab 135 kW. Netzanschlussbegehrende haben im Gegenzug ihren Projektfortschritt nachzuweisen, um die Ernsthaftigkeit ihres Netzanschlussbegehrens glaubhaft zu machen. Die Vorgaben für die Reservierung von Netzanschlusskapazität sind von den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen gemeinsam zu entwickeln und werden von der BNetzA bestätigt.

Der nachfolgenden Abschätzung liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Die erste Fallzahl (199) ergibt sich aus der Annahme, dass alle 199 Verteilnetzbetreiber, die mehr als 30.000 angeschlossene Kunden versorgen, aufgrund ihrer Größe ein IT-gestütztes Reservierungssystem verwenden. Dieses muss durch den jeweiligen IT-Dienstleister auf das neue, einheitliche Reservierungsregime umgestellt werden. Die Kosten pro Umstellung werden pauschal mit 1.000 Euro angesetzt.
- Die zweite Fallzahl (4), dritte Fallzahl (21) und vierte Fallzahl (1) ergeben sich aus der Annahme, dass zur Erarbeitung der Reservierungskriterien die nachstehenden Sitzungen mit einer Dauer von jeweils 3 Stunden (Branchenvertreter mit hohem Qualifikationsniveau) notwendig sein werden sowie einem pauschalen Aufwand für die Konsultation der Kriterien (100 Stunden):
  - 4 Sitzungen à 18 Personen (Konstitution, Zwischenergebnisse etc.)
  - 21 Sitzungen à 7 Personen (technologiespezifische Reservierungskriterien)
- Die fünfte Fallzahl (16.000) ergibt sich aus der Anzahl jährlicher Netzanschlüsse von EE-Anlagen ab 135 kW (ca. 8.000) und der Realisierungswahrscheinlichkeit von Netzanschlussbegehren (0,5), d. h. für ca. 8.000 tatsächliche Netzanschlüsse wurden ca. 16.000 Netzanschlussbegehren gestellt. Pro Netzanschlussbegehren entfällt durch die Einheitlichkeit sowohl beim Verteilnetzbetreiber als auch beim Projektierer je 0,5 Stunden Kommunikationsaufwand bzgl. des Reservierungsmechanismus (mittleres Qualifikationsniveau).
- Die sechste Fallzahl (3200) stellt den Anteil der Netzanschlussbegehren dar (20 %), für die bisher seitens des Projektierers unübliche oder komplizierte Nachweise erbracht werden müssen. Durch die Einheitlichkeit des Reservierungsmechanismus entfällt hier aufseiten des Projektierers ein Zeitaufwand von jeweils 2 Stunden (mittleres Qualifikationsniveau).

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
199	-	-	1.000	-	199.000
Administrativer Overhead (20 %)				39.800	-
4	54	85,30	-	18.424,80	-
21	21	85,30	-	37.617,30	
1	100	85,30	-	8.530	

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Einmaliger Erfüllungsaufwand (in Euro)	**104.370**	**199.000**

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
-	-	-	-	-	-
Administrativer Overhead (20 %)				-	-
16.000	-1	54,70	-	-875.200	-
3200	-2	54,70	-	-350.080	
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**-1.225.280**	

25) § 10b Absatz 5 EEG 2023 – Vereinheitlichung von Nachweisen

Die Vereinheitlichung der Nachweise zur Fernsteuerbarkeit führt zu einmaligen Mehrkosten für die Harmonisierung der Nachweise sowie die Implementierung in die Marktkommunikation. Demgegenüber stehen jedoch Einsparungen für alle Anlagen oberhalb der Direktvermarktungsschwelle, d.h. perspektivisch alle Anlagen mit einer installierten Leistung ab 25 Kilowatt, welche von bundesweit einheitlichen und einfach umsetzbaren Nachweisen profitieren. In 2025 und 2026 entstehen einmalige Kosten für die Wirtschaft für die Harmonisierung und Implementierung in Höhe von rund. 150.000 €. Dabei wird angenommen, dass zehn Netzbetreiber inkl. Verbände mit einer Person je 6 Stunden die Woche für acht Wochen an der Vereinheitlichung arbeiten. Zudem sind ca. 800 Verteilnetzbetreiber jeweils drei Stunden mit der Umsetzung beschäftigt. Ab dem Jahr 2027 ergeben sich dauerhafte Einsparungen in Höhe von ca. 120.000 € jährlich. Diese resultieren aus ca. 8.500 neuen PV- und Windenergieanlagen ab 25 kW je Jahr, die durch die einheitlichen Vorgaben jeweils ca. 15 Minuten Zeit einsparen. In Summe führt die Änderung bis 2028 zu Einsparungen in Höhe von ca. 135.000 €.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
800	180	54,70		131.280	-
10	2880	54,70		26.256	
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)				**157.536**	

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
8500	-15	54,70		-116.237,50	-
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)				**-116.237,50**	

Vorab-Fassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

26) §§ 11 EEG und §§ 2, 3, 4a, 5 EEV– Modernisierung der Regelungen zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber

Durch die Modernisierung der Regelungen zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber fällt für die Wirtschaft ein eimaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von 14.200.164 Euro und ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von 68.554.204 Euro an.

Durch die Neuregelungen zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber müssen die Prozessabläufe der vier Übertragungsnetzbetreiber (Fallzahl von 4) für die durch sie vermarkteten Strommengen angepasst werden hinsichtlich der Gruppierung und Positionsbildung (Weiterentwicklung der Stammdaten und Portfoliostruktur zur Berücksichtigung von regelbaren Anlagen, Weiterentwicklung der Handelsstrategie, Aufbau der Stammdaten auf Basis von monatlichen VNB-Daten), Anpassung der Prognoseprozesse (Einspeiseprognose regelbare und nicht regelbare Anlage, Eigenverbrauch und dezentrale Steuerung bei negativen Preisen), Steuerung (Weiterentwicklung der Betriebsplanungsprozesse zur Berücksichtigung der preislimitierten Vermarktung und der Steuerungsstrategie, Übertragung des Steuersignals an den Verteilernetzbetreiber) und des angemessenen finanziellen Ausgleichs (branchenweite Abstimmung der Prozesse zur Entschädigung, Kontrolle der Abrechnung des Elektrizitätsverteilernetzes und Auszahlung an diesen). Der einmalige Zeitaufwand wird pro Fall auf 784.320 Minuten (13.072 Stunden) und der jährliche Zeitaufwand pro Fall auf 98.880 Minuten (1.648 Stunden) geschätzt, die sich zu 20 Prozent auf ein mittleres Qualifikationsniveau und zu 80 Prozent auf ein hohes Qualifikationsniveau jeweils im Bereich der Energieversorgung aufteilen. Unter Anwendung der Lohnsätze für ein mittleres Qualifikationsniveau und ein hohes Qualifikationsniveau ergibt sich ein durchschnittlicher Stundenlohn je Fall von 79,18 Euro pro Stunde (54,70 Euro pro Stunde mittleres Qualifikationsniveau, 85,30 Euro pro Stunde hohes Qualifikationsniveau). Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 79,18 Euro im Bereich der Energieversorgung fallen damit einmalige Personalkosten in Höhe von 1.035.041 Euro pro Fall und jährliche Personalkosten in Höhe von 130.489 Euro pro Fall an. Der einmalige Sachaufwand (einmaliger IT-Aufwand) beläuft sich auf 350.000 Euro pro Fall und der jährliche Sachaufwand (jährlicher IT-Aufwand) auf 115.000 Euro pro Fall.

Bei einer Fallzahl von 4 fällt damit insgesamt ein einmaliger Erfüllungsaufwand von 5.540.164 Euro (bestehend aus 4.140.164 Euro einmaligem Personalaufwand und 1.400.000 Euro einmaligem Sachaufwand) und ein jährlicher Erfüllungsaufwand von 981.956 Euro (bestehend aus 521.956 Euro jährlichem Personalaufwand und 460.000 Euro jährlichem Sachaufwand) an.

Durch die Neuregelungen zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber müssen auch die Prozessabläufe der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes (Fallzahl von 866) angepasst werden hinsichtlich der Steuerung (Steuerung und Abregelung durch den Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes) und des angemessenen finanziellen Ausgleichs (finanzieller Ausgleich an den Anlagenbetreiber und Inrechnungstellung des Betrages gegenüber den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber). Im Hinblick darauf, dass die Vorgaben über die Abregelung und der Entschädigung in § 5 Absatz 3 EEV an den Vorgaben des § 13a EnWG und des § 14 Absatz 1c EnWG angelehnt sind, können die Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes das dafür vorgesehene Personal und die IT-Infrastruktur auch für die Abregelung und Entschädigung im Zusammenhang mit der Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber nutzen. Der jährliche Zeitaufwand pro Fall wird auf 47.760 Minuten (796 Stunden) geschätzt, die sich zu 20 Prozent auf ein mittleres Qualifikationsniveau und zu 80 Prozent auf ein hohes Qualifikationsniveau jeweils im Bereich der Energieversorgung aufteilen. Unter Anwendung der Lohnsätze für ein mittleres Qualifikationsniveau und ein hohes Qualifikationsniveau ergibt sich ein durchschnittlicher Stundenlohn je Fall von 79,18 Euro pro Stunde (54,70 Euro pro Stunde mittleres Qualifikationsniveau, 85,30 Euro pro Stunde hohes Qualifikationsniveau). Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 79,18 Euro im Bereich der Energieversorgung fallen damit jährliche Personalkosten in Höhe von 63.028 Euro pro Fall an. Der einmalige Sachaufwand (einmaliger IT-Aufwand) beläuft sich auf 10.000 Euro pro Fall und der jährliche Sachaufwand (jährlicher IT-Aufwand) auf 15.000 Euro pro Fall.

Bei einer Fallzahl von 866 fällt damit insgesamt ein einmaliger Erfüllungsaufwand von 4.330.000 Euro (zugleich einmaliger Sachaufwand) und ein jährlicher Erfüllungsaufwand von 67.572.248 Euro (bestehend aus 54.582.248 Euro jährlichen Personalaufwand und 12.990.000 Euro jährlichen Sachaufwand).

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
4	784.320	79,18	350.000	4.140.164	1.400.000
866	-	-	10.000	-	8.660.000
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**4.140.164**	**10.060.000**

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
4	98.880	79,18	115.000	521.956	460.000
866	47.760	79,18	15.000	54.582.248	12.990.000
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**55.104.204**	**13.450.000**

27) § 21 EEG 2023 – Absenkung der Direktvermarktungsschwelle

Durch die Absenkung der Direktvermarktungsschwelle entstehen für die betroffenen Anlagenbetreiber Mehrkosten für die Direktvermarktung. Auf Grundlage der vorgesehenen schrittweisen Absenkung der Direktvermarktungsschwelle, der Zubauzahlen des Jahres 2023 sowie unterstellten Kosten für die Direktvermarktung in Höhe von 250 Euro je Jahr und Anlage belaufen sich die Mehrkosten für die Anlagenbetreiber bis Ende 2027 auf ca. 11,6 Mio. Euro.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
4822 (Anlagen in 2025 + 2026)			250		1.205.500
41.739 (Anlagen ab 2027)			250		10.434.750
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)					**11.640.250**

28) § 21b Abs. 2 S. 3 EEG 2023 – Aufhebung der starren Proportionalität

Es können Mehrkosten bei den Netzbetreibern durch Prognoseunsicherheiten entstehen. Diese können aber nicht beziffert werden, weil keine Erfahrungswerte mit der Aufteilung zwischen den Vermarktungsformen existieren und auch die Varianz der Werte nicht abgeschätzt werden kann. Es ist eine entlastende

Fassung durch die lektorierte Fassung ersetzt

Wirkung zu erwarten, weil die Regelung für Unternehmen, die Betreiber der Anlagen sind, weniger Aufwand bei der Einhaltung der starren Proportionalität bedeutet. Im Ergebnis werden keine Mehrkosten erwartet.

29) § 22b Abs. 5 EEG 2023 – Bürgerenergiegesellschaften

Für die Wirtschaft sind keine Mehrkosten zu erwarten, da hierdurch bisherige Einschränkungen geringfügig gelockert werden. Für Bürgerenergiegesellschaften und ihre Mitglieder, die juristische Personen sind, wird es in Zukunft möglich sein, eine Förderung für den Betrieb von EE-Anlagen unterhalb der Ausschreibungsschwellen zu erhalten.

30) § 26 EEG 2023 – Digitale Endabrechnung

Der Anspruch auf eine digitale Endabrechnung führt zu einmaligen Mehrkosten für die entsprechende Umstellung der IT. Die Kosten für die Wirtschaft werden auf einmalig ca. 500.000 € geschätzt. Dabei wird angenommen, dass ein Großteil der Verteilnetzbetreiber bereits in der Lage ist, digital abzurechnen, und 200 Verteilnetzbetreiber mit einer Person je 12 Stunden die Woche für vier Wochen an der Digitalisierung der Endabrechnung arbeiten. Demgegenüber stehen jedoch Einsparungen für die Wirtschaft durch die digitale und automatisierte Erstellung der Abrechnungen. Ab dem Jahr 2026 ergeben sich dauerhafte Einsparungen in Höhe von ca. 500.000 € jährlich. Diese resultieren aus ca. 162.875 neuen PV- und Windenergieanlagen je Jahr, die nun digital abgerechnet werden und jeweils ca. 5 Minuten Zeit einsparen. In Summe führt die Änderung bis 2028 zu Einsparungen in Höhe von ca. 1.000.000 €.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
200	2880	54,70		525.120	
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)				**525.120**	

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
162.875	-5		35,80	-485.910,42	
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)				**-485.910,42**	

31) § 48 Abs. 3 EEG 2023 – Hofstellen im Außenbereich

Durch diese Vorgabe werden vereinzelt mehr Dachflächen für die PV-Dachanlagenvergütung zugelassen, was theoretisch zu mehr Förderansprüchen führen kann. Inwiefern es durch diese neue Regelung zu mehr Geboten bzw. Förderanträgen kommen wird, ist nicht abschätzbar. Es wird aber davon ausgegangen, dass die Änderung nicht zu einer Übererfüllung der im EEG 2023 angesetzten Ausbaupfade führt, sodass die Anzahl durch die Schätzung des „Entwurfs eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor“ vom 2. Mai 2022 mit abgedeckt wird.

32) § 51, 51a EEG 2023 und § 9 InnAusV – Vergütung bei negativen Preisen

Es wird nur ein geringer Mehraufwand für die Wirtschaft bei den Regelungen gesehen, da administrative Prozesse nicht wesentlich verändert werden. Es ist nach wie vor eine Erfassung der Zeiten negativer Preise vorgesehen. Dies erfolgt zukünftig sowohl stündlich (für Bestandsanlagen) als auch viertelstündlich (für Neuanlagen). Die bestehenden Systeme bei den Netzbetreibern müssen entsprechend angepasst

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

werden und aufgrund der viertelstündlichen Werte größere Datenmengen verarbeitet werden. Die Kompensationsregel entspricht im Wesentlichen dem Prozess nach der bestehenden Regel zur Kompensation. Es werden wie bisher Zeiten negativer Preise an den Vergütungszeitraum nach 20 Jahren angehängt. Die angehangene Zeitdauer wird jetzt je nach Ertragspotenzial der PV-Anlage monatlich mit unterschiedlichen Faktoren berechnet. Hier wird kein Mehraufwand erwartet.

33) § 52a EEG 2023

Mit der Regelung zur Netztrennung bei schweren Pflichtverstößen geht Erfüllungsaufwand für die Netzbetreiber einher, die bei solchen Pflichtverstößen Anlagenbetreiber mahnen und nötigenfalls Maßnahmen zur Netztrennung oder sonstigen Unterbindung der Einspeisung unternehmen müssen. Da es sich um eine neuartige Maßnahme handelt und keine belastbaren Daten zur Abschätzung der Fallzahl vorliegen, kann der Erfüllungsaufwand nicht beziffert werden.

34) Änderung des § 4 Nummer 1 EnFG - Mitteilung der voraussichtlichen Höhe eines Anspruchs aus § 6 Absatz 1 Satz 1 oder 2 EnFG für das laufende Kalenderjahr

Durch die in § 4 Nummer 1 EnFG vorgesehene Mitteilung der voraussichtlichen Höhe eines Anspruchs nach § 6 Absatz 1 Satz 1 oder 2 EnFG fällt für die Übertragungsnetzbetreiber kein zusätzlicher Verwaltungsaufwand an, da die Ermittlung des voraussichtlichen Jahresendkontostandes bisher Teil der Ermittlung des Finanzierungsbedarfs war.

35) Änderung des § 6 Absatz 1 Satz 1 und Satz 2 EnFG - Umstellung des Jahresausgleichsanspruchs in § 6 Absatz 1 EnFG auf den Saldo des EEG-Kontos

Durch die Umstellung des Jahresausgleichsanspruchs in § 6 Absatz 1 EnFG auf den Saldo des EEG-Kontos fällt für die Übertragungsnetzbetreibern kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand an. Denn auch nach bisheriger Rechtslage sind die Übertragungsnetzbetreiber Normadressaten des Jahresausgleichsanspruchs nach § 6 Absatz 1 EnFG; es ändert sich lediglich die Bezugsgröße (nunmehr der Saldo des EEG-Kontos).

36) Änderung des § 7 Absatz 2 Satz 3 EnFG - Übermittlung des Vorschlags der Gewichtung der kalendermonatlichen Abschlagszahlungen

Durch die Änderungen in § 7 Abs. 2 Satz 3 EnFG wird kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand für die Übertragungsnetzbetreiber verursacht. Denn auch nach bisheriger (vertraglicher) Rechtslage übermitteln die Übertragungsnetzbetreiber dem BMWK bis zum 30. November die Gewichtung der kalendermonatlichen Abschlagszahlungen.

37) **§§ 12, 19, 52, 53 EnFG – Abwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung zwischen begünstigten Unternehmen und Übertragungsnetzbetreibern**

Durch die Regelung, dass die Umlagenerhebung und die damit zusammenhängenden Meldepflichten in den Fällen der Besonderen Ausgleichregelung jeweils zwischen dem begünstigten Unternehmen und den zuständigen Übertragungsnetzbetreibern abzuwickeln ist, wird eine bereits etablierte Abwicklungspraxis in den gesetzlichen Vorschriften nachgezogen. Da bei den betroffenen Unternehmen keine Veränderungen bewirkt werden, entsteht durch die gesetzliche Änderung kein neuer Erfüllungsaufwand.

38) § 19 Absatz 3 (neu) EnFG- Finanzieller Ausgleich von Differenz-Strommengen

a) Durch die Einführung eines finanziellen Ausgleichs von Differenz-Strommengen entfällt für die Übertragungsnetzbetreiber ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von 7.284 Euro.

Durch den bisher praktizierten physikalischen Ausgleich von Differenzstrommengen waren für die vier Übertragungsnetzbetreiber (Fallzahl von 4) Handelsgeschäfte gegenüber den Verteilernetzbetreibern notwendig, bei der vor allem im Abrechnungsmonat September täglicher Arbeitsaufwand anfiel, hier Abrechnungsprozesse gegenüber Börse und das Datenclearing für die eingestellten Fahrpläne gegenüber den Verteilernetzbetreibern. Der jährliche Zeitaufwand wird auf 1.400 Minuten (rund 23 Stunden) pro Fall geschätzt, die sich zu 20 Prozent auf ein mittleres Qualifikationsniveau und zu 80 Prozent auf ein hohes Qualifikationsniveau jeweils im Bereich der Energieversorgung aufteilen und mit der Umstellung auf den finanziellen Ausgleich entfällt. Unter Anwendung der Lohnsätze für ein mittleres

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Qualifikationsniveau und ein hohes Qualifikationsniveau ergibt sich ein durchschnittlicher Stundenlohn je Fall von 79,18 Euro pro Stunde (54,70 Euro pro Stunde mittleres Qualifikationsniveau, 85,30 Euro pro Stunde hohes Qualifikationsniveau). Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 79,18 Euro im Bereich der Energieversorgung werden damit Kosten in Höhe von jährlich rund 1.821 Euro pro Fall eingespart. Bei einer Fallzahl von 4 wird damit insgesamt ein jährlicher Erfüllungsaufwand von rund 7.284 Euro eingespart.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands für Übertragungsnetzbetreiber (jährlich):

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
4	-1.400	79,18	-	-7.284	
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**-7.284**	-

b) Durch die Einführung eines rein finanziellen Ausgleichs von Differenz-Strommengen entfällt für die Verteilernetzbetreiber und Dienstleister ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von rund 569.700 Euro.

Durch den bisher praktizierten physikalischen Ausgleich von Differenzstrommengen fiel für die Verteilernetzbetreiber und Dienstleister (Fallzahl von 900) Arbeitsaufwand in Form der Vertragserstellung, der Einrichtung von Fahrplänen und der Rechnungsprüfung an, bei der vor allem im Abrechnungsmonat September täglicher Arbeitsaufwand anfiel, hier insbesondere die Vermarktung der Differenz-Strommengen inklusive dem Datenclearing. Der jährliche Zeitaufwand wird auf 495 Minuten (rund 8 Stunden) pro Fall geschätzt, die sich zu 20 Prozent auf ein mittleres Qualifikationsniveau und zu 80 Prozent auf ein hohes Qualifikationsniveau jeweils im Bereich der Energieversorgung aufteilen und mit der Umstellung auf den finanziellen Ausgleich entfällt. Unter Anwendung der Lohnsätze für ein mittleres Qualifikationsniveau und ein hohes Qualifikationsniveau ergibt sich ein durchschnittlicher Stundenlohn je Fall von 79,18 Euro pro Stunde (54,70 Euro pro Stunde mittleres Qualifikationsniveau, 85,30 Euro pro Stunde hohes Qualifikationsniveau). Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 79,18 Euro im Bereich der Energieversorgung werden damit Kosten in Höhe von jährlich rund 633 Euro pro Fall eingespart. Bei einer Fallzahl von 900 wird damit insgesamt ein jährlicher Erfüllungsaufwand von rund 569.700 Euro eingespart.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands für Verteilnetzbetreiber/Dienstleister:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
900	-495	79,18	-	-569.700	
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**-569.700**	

39) 51 Absatz 1 EnFG - Streichung der Berichtspflicht der Übertragungsnetzbetreiber über die Ermittlung der ihnen nach den §§ 49, 50 und 52 EnFG mitgeteilten Daten

Durch die Streichung der in § 51 Absatz 1 Nummer 3 EnFG a. F. geregelten und an die Übertragungsnetzbetreiber adressierten Berichtspflicht über die Ermittlung der ihnen nach den §§ 49, 50 und 52 EnFG mitgeteilten Daten entfällt für die Übertragungsnetzbetreiber ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von rund 1.980 Euro.

Nach der bisherigen Regelung in § 51 Absatz 1 Nummer 3 EnFG haben die Übertragungsnetzbetreiber auf ihren gemeinsamen Internetseiten jährlich (Fallzahl von 1) unverzüglich nach dem 30. September

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

eines Kalenderjahres einen Bericht über die Ermittlung der ihnen nach den §§ 49, 50 und 52 EnFG mitgeteilten Daten zu veröffentlichen. In diesem Bericht wird im Wesentlichen auf die nach § 51 Absatz 1 Nummer 1 EnFG an die Übertragungsnetzbetreiber mitgeteilten Daten verwiesen, wobei die Richtigkeit der Verweise anhand des zum Prüfungszeitpunkt geltenden Rechtsrahmens hinsichtlich der Veröffentlichungspflicht nach § 51 EnFG geprüft werden müssen. Hierfür wird der jährliche Zeitaufwand auf rund 1.500 Minuten (25 Stunden) geschätzt, die sich zu 20 Prozent auf ein mittleres Qualifikationsniveau und zu 80 Prozent auf ein hohes Qualifikationsniveau jeweils im Bereich der Energieversorgung aufteilen und mit der Streichung der Berichtspflicht entfällt.

Unter Anwendung der Lohnsätze für ein mittleres Qualifikationsniveau und ein hohes Qualifikationsniveau ergibt sich ein durchschnittlicher Stundenlohn je Fall von 79,18 Euro pro Stunde (54,70 Euro pro Stunde mittleres Qualifikationsniveau, 85,30 Euro pro Stunde hohes Qualifikationsniveau). Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 79,18 Euro im Bereich der Energieversorgung werden damit Kosten in Höhe von jährlich rund 1.980 Euro pro Fall eingespart.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1	-1.500	79,18	-	-1.980	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**-1.980**	-

40) § 51 Absatz 2 EnFG - Streichung der von den Übertragungsnetzbetreibern anzugebenden Prognose, wie sich der Differenzbetrag nach Anlage 1 Nummer 1.2 auf die verschiedenen Gruppen von Netznutzern verteilt

Indem § 51 Absatz 2 Nummer 2 EnFG a.F. gestrichen wird und die Übertragungsnetzbetreiber nicht mehr verpflichtet sind, eine Prognose anzugeben, wie sich der Differenzbetrag nach Anlage 1 Nummer 1.2 auf verschiedene Gruppen von Netznutzern verteilt, entfällt für die Übertragungsnetzbetreiber ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von 39.590 Euro.

Für die Aufschlüsselung des Differenzbetrages für den KWKG-Finanzierungbedarfs nach Nummer 1.2 der Anlage 1 des EnFG ist die Erstellung eines jährlichen externen Gutachtens notwendig (Fallzahl von 1), bei der für die Ausschreibung, Bezuschlagung und Umsetzung ein jährlicher Arbeitsaufwand entsteht. Der jährliche Zeitaufwand wird auf rund 30.000 Minuten (25 Stunden) geschätzt, die sich zu 20 Prozent auf ein mittleres Qualifikationsniveau und zu 80 Prozent auf ein hohes Qualifikationsniveau jeweils im Bereich der Energieversorgung aufteilen und mit der Streichung der Angabepflicht entfällt.

Unter Anwendung der Lohnsätze für ein mittleres Qualifikationsniveau und ein hohes Qualifikationsniveau ergibt sich ein durchschnittlicher Stundenlohn je Fall von 79,18 Euro pro Stunde (54,70 Euro pro Stunde mittleres Qualifikationsniveau, 85,30 Euro pro Stunde hohes Qualifikationsniveau). Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 79,18 Euro im Bereich der Energieversorgung werden damit Kosten in Höhe von jährlich rund 39.590 Euro pro Fall eingespart.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1	-30.000	79,18	-	-39.590	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**-39.590**	-

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

41) Änderung des § 66 Absatz 7 EnFG - Übergangsvorschrift zur Ermittlung und Mitteilung des EEG-Finanzierungsbedarfs

Für die Übertragungsnetzbetreiber fällt durch die Übergangsvorschrift in § 66 Absatz 7 kein nennenswerter zusätzlicher Erfüllungsaufwand an, da die Übertragungsnetzbetreiber den bereits ermittelten EEG-Finanzierungsbedarf für das Jahr 2025 nachträglich dahingehend korrigieren müssen, dass der Differenzbetrag gemäß Nummer 1.1.2 der Anlage 1 des EnFG alte Fassung nicht mehr berücksichtigt wird.

42) Nummer 1.1 der Anlage 1 des EnFG - Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs

Für die Übertragungsnetzbetreiber fällt kein nennenswerter zusätzlicher Erfüllungsaufwand an, da die Übertragungsnetzbetreiber auch nach bisheriger Rechtslage den EEG-Finanzierungsbedarf für das folgende Kalenderjahr gemäß § 4 Nummer 1 EnFG ermitteln und mitteilen müssen. Lediglich die Ermittlungsmethode ändert sich geringfügig.

c) Erfüllungsaufwand für die Verwaltung

aa) Bund

Durch das vorliegende Gesetz entsteht der Bundesverwaltung im Saldo ein dauerhafter jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 5,8 Millionen Euro sowie ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 2,3 Millionen Euro.

Aufgabe (Behörde)	Personal-aufwand jährlich (in Euro)	Sachaufwand jährlich (in Euro)	Personalaufwand einmalig (in Euro)	Sachaufwand einmalig (in Euro)
1 (BNetzA)	-	-	-	-
2 (BNetzA)	+212.544	-	-	+250.000
3 (BNetzA)	+351	-	-	-
4 (BNetzA)	+2.256	-	-	-
5 (BNetzA)	+56.158	-	-	-
9a (BNetzA)	+3.520	-	-	-
9b (BNetzA)	+24.812	-	-	-
10a (BNetzA)	+11.077	-	+53.866	-
10b (BNetzA)	+21.169	-	+53.866	+200.000
11 (BNetzA)	+59.203*	-	-	-
12 (BNetzA)	+2.563	-	+1.166	-
13 (BNetzA)	+5.288	-	-	-
14 (BNetzA)	+28.210	-	-	-
15 (BNetzA)	+123.300	-	+212	-
16 (BNetzA)	+438.447	-	+8.256	-
17 (BNetzA)	+28.786	-	+1.130	-
18 (BNetzA)	+71.932	-	-	-
19 (BNetzA)	+22.031	-	-	-
20 (BNetzA)	-118.440	-	-	-

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

21 (BNetzA)	+102.173	-	-	-
22 (BNetzA)	+43.080	-	-	-
23 (BNetzA)	+59.549	-	-	-
24 (BNetzA)	+37.882	-	+123.000	+300.000
25 (BNetzA)	-71.858	-1.910.000	-	-
26a (BNetzA)	+4.546.835	-	-	-
26b (BMWK)	+225.600	-	-	-
27 (BNetzA)	+135.573	+75.000	-	-
28 (BNetzA)	+207.703	-	-	-
29 (BNetzA)	+135.711	-	-	-
30 (BNetzA)	+685.348	-	-	+500.000
31 (BNetzA)	+48.016*	-	-	-
32 (BNetzA)	+180.817*	-	+0	-
33 (BNetzA)	-	-	-	-
34 (BNetzA)	+17.846	-	-	-
35 (BNetzA)	+22.464	-	+53.866	-
36 (BNetzA)	+0	-	+53.866	-
37 (BNetzA)	+23.377	-	+53.866	-
38 (BNetzA)	+71.664	-	+50.361	+250.000
39 (BNetzA)	+38.237	+30.000	+53.866	+100.000
40 (BMWK)	-18.894	-	-	-
41 (BNetzA)	+20.644	-	+6.881	-
42 (BNetzA)	+10.500	-	-	-
43 (BNetzA)	+620	-	-	-
44 (BNetzA)	-	-	-	-
45 (BNetzA)	-	-	-	-
46 (BMWK)	-	-	-	-
47 (BMWK)	+1.404	-	-	-
Gesamt	**+7.609.023**	**-1.805.000**	**+710.130**	**+1.600.000**
	+5.804.023		**+2.310.130**	

***** Der geschätzte Aufwand bezieht sich auf den anfänglichen jährlichen Erfüllungsaufwand. Nach einigen Jahren dürfte sich der Aufwand voraussichtlich reduzieren.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Erfüllungsaufwand für die Verwaltung des Bundes im Einzelnen (im Übrigen ist die Verwaltung des Bundes von den Änderungen nicht betroffen):

1) § 3 Nr. 33 (neu) EnWG - Ausweitung des Begriffs des Energielieferanten auf Wasserstofflieferanten

Die neue Definition des Begriffs „Energielieferant“ umfasst nun neben Strom- und Gaslieferanten auch Wasserstofflieferanten. Die Vorgaben für Energielieferanten gelten daher künftig auch für Wasserstofflieferanten. Dies hat zur Folge, dass die Bundesnetzagentur ihre Aufgaben nach § 5 EnWG sowie die Aufsicht über die Pflichterfüllung nach dem EnWG im Sinne des § 65 EnWG zukünftig auch für Wasserstofflieferanten ausüben muss.

Es ist allerdings davon auszugehen, dass es in den nächsten Jahren nur in geringem Umfang Belieferungen von Haushaltskunden mit Wasserstoff geben wird. Sofern bzw. sobald die Belieferungen von Haushaltskunden mit Wasserstoff zunehmen werden, wird sich im Gegenzug die Zahl der Belieferungen von Haushaltskunden mit Gas aller Voraussicht nach entsprechend verringern, sodass der damit zusammenhängende Aufwand für die Bundesnetzagentur voraussichtlich unverändert bleiben wird.

Dies gilt auch für die Aufsicht über die sonstigen Vorgaben, die nicht nur für Lieferungen an Haushaltskunden gelten, da auch hinsichtlich der Belieferung sonstiger Letztverbraucher mit Wasserstoff davon auszugehen ist, dass die Wasserstofflieferungen die aktuellen Gaslieferungen nach und nach ersetzen werden, sodass insgesamt kein zusätzlicher Aufwand für die Aufsicht entsteht.

2) § 5 Absatz 4a (neu) EnWG – Absicherungsstrategien

Auf Basis von § 5 Abs. 4a EnWG soll die Bundesnetzagentur die Möglichkeit haben, die Absicherungsstrategien der Stromlieferanten für ihre Energiebeschaffung zu überprüfen. Hierzu bedarf es Informationen über die Strategien von am Markt tätigen Stromlieferanten (Datenerhebung) sowie der Auswertung der vorgelegten Daten. Die gewonnenen Erkenntnisse werden anschließend für Einzelfallprüfungen besonders auffälliger Strategien genutzt. Dies gilt ebenfalls für die Darlegung der Risikomaßnahmen gegen einen Ausfall der Belieferungen der Kunden. Um den Aufwand sowohl bei der Verwaltung als auch in der Wirtschaft so gering wie möglich zu halten, kann die Datengewinnung auch ins Monitoring nach § 35 EnWG eingebunden werden.

Wird im Rahmen der Überprüfung der Absicherungsstrategien und Risikomaßnahmen ein Anpassungsbedarf festgestellt, so kann dieser in einem nächsten Schritt von der Bundesnetzagentur verlangt und durchgesetzt werden.

In einem Gutachten sind zudem Fragen der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit, die die optimale Beschaffungsstrategie maßgeblich mit beeinflusst näher beleuchtet werden.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Std. (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sachaufwand (in Euro)**
Datenerhebung	1400	0	70,5	0	
	1400	5	46,5	5.425	
	1400	5	33,8	3.943	
Datenauswertung	1400	5	70,5	8.225	
	1400	20	46,5	21.700	
	1400	0	33,8	0	

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Einzelfallprüfung von Verdachtsfällen	14	7.500	70,5	123.375	
	14	0	46,5	0	
	14	0	33,8	0	
Förmliche Verfahrensdurchsetzung von Änderungen der Beschaffungsstrategie	1,00	37.500	70,5	44.063	
	1,00	7.500	46,5	5.813	
	1,00	0	33,8	0	
Summe				**212.544**	**250.000**

3) § 12 Abs. 2a EnWG

Der in § 12 EnWG neu eingefügte Absatz 2a regelt eine Aufgabe der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen. Über diese Aufgabe der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen führt die Bundesnetzagentur nach § 35 Abs. 1 Nr. 8 EnWG ein Monitoring durch. Die Bundesnetzagentur erstellt hierzu unter hausinterner Abstimmung Fragen und bettet diese in das jährliche Monitoring ein. Die Bundesnetzagentur stellt die Fragen im Rahmen einer öffentlichen Konsultation dem Markt vor. Sie sichtet und überprüft die Rückmeldungen und arbeitet die Ergebnisse der Konsultation in die Abfrage ein. Die Bundesnetzagentur sichtet die Datenmeldungen aus der Abfrage und prüft die Abfrageergebnisse auf Plausibilität. Bei unplausiblen Abfrageergebnissen nimmt die Bundesnetzagentur Kontakt mit den betroffenen Unternehmen auf und korrigiert die Daten erforderlichenfalls. Schließlich wertet die Bundesnetzagentur die Abfrageergebnisse aus. Hierzu aggregiert sie die gesammelten Daten, bereitet diese in aussagekräftigen Grafiken auf und interpretiert die Ergebnisse. Vor einer Veröffentlichung werden die Ergebnisse hausintern vorgestellt und abgestimmt.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sachaufwand (in Euro)**
Hausinterne Abstimmung und Erstellung der Fragen fürs Monitoring	1,00	60	70,5	71	-
Hausinterne Abstimmung und Erstellung der Fragen fürs Monitoring	1,00	60	46,5	47	-
Hausinterne Abstimmung und Erstellung der Fragen fürs Monitoring	1,00	0	33,8	0	-
Marktkonsultation und ggf. Anpassung der Fragen	1,00	60	70,5	71	-

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Marktkonsultation und ggf. Anpassung der Fragen	1,00	60	46,5	47	-
Marktkonsultation und ggf. Anpassung der Fragen	1,00	0	33,8	0	-
Plausibiliserung der Abfrageergebnisse	1,00	30	70,5	35	-
Plausibiliserung der Abfrageergebnisse	1,00	30	46,5	23	-
Plausibiliserung der Abfrageergebnisse	1,00	0	33,8	0	-
Auswertung der Abfrageergebnisse	1,00	30	70,5	35	-
Auswertung der Abfrageergebnisse	1,00	30	46,5	23	
Auswertung der Abfrageergebnisse	1,00	0	33,8	0	-
SUMME				**351**	

4) § 12 Abs. 2c S. 1 EnWG

Nach § 12 Abs. 2c S. 1 EnWG legen die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung der Bundesnetzagentur jährlich einen gemeinsamen Gesamtbericht vor. Dieser enthält die Ergebnisse der Tests und Überprüfungen, einschließlich der jeweils durchgeführten Plausibilitätsprüfung, eine Bewertung sowie Handlungsempfehlungen zur Verbesserung der eigenen Steuerungsfähigkeit der Betreiber von Übertragungsnetzen und derjenigen der ihnen direkt oder indirekt nachgelagerten Netzbetreiber. Dieser muss in einem ersten Schritt gelesen werden. In einem zweiten Schritt ist dieser auf Handlungsbedarfe auszuwerten (etwa generelle Handlungsempfehlungen oder Aufsichtsmaßnahmen).

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sachaufwand (in Euro)**
Lesen und Auswerten des Gesamtberichts der ÜNB	1,00	1.920	70,5	2.256	-
Lesen und Auswerten des Gesamtberichts der ÜNB	1,00	0	46,5	0	-
Lesen und Auswerten des Gesamtberichts der ÜNB	1,00	0	33,8	0	-

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

SUMME	**2.256**	**-**

5) § 12 Abs. 2a

Nach dem in § 12 EnWG neu eingefügte Absatz 2a müssen die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sicherstellen, dass sie im Hinblick auf die an ihr Netz angeschlossenen Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, ihrerseits jederzeit in der Lage sind, Anpassungen nach § 13a Absatz 1, auch in Verbindung mit § 14 Absatz 1, vorzunehmen und die Ist-Einspeisung abzurufen.

Für alle Netzbetreiber mit über 100.000 angeschlossenen Kunden obliegt die Aufsicht der Bundesnetzagentur. Es ist zu erwarten, dass einzelne Netzbetreiber ihren Pflichten aus § 12 Abs. 2a EnWG nicht nachkommen werden. Bei Verstößen leitet die Bundesnetzagentur ggf. ein Aufsichtsverfahren nach den §§ 65 ff. EnWG ein. Dabei stellt die Bundesnetzagentur eingangs Vorermittlungen an, prüft die formellen Verfahrensvoraussetzungen und ermittelt sodann den Gesetzesverstoß nach §§ 65 Abs. 1, 2, 68ff., 72 EnWG. Das Verfahren wird durch Beschluss abgeschlossen.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**
Vorermittlungen	2,00	3.758	70,5	8.830
Vorermittlungen	2,00	1.074	46,5	1.664
Vorermittlungen	2,00	537	33,8	605
Formalia (§§ 66, 58, 74, 91 etc.)	2,00	244	70,5	573
Formalia (§§ 66, 58, 74, 91 etc.)	2,00	293	46,5	454
Formalia (§§ 66, 58, 74, 91 etc.)	2,00	439	33,8	495
Prüfung des Gesetzesverstoßes (§§ 65 I, II, 68 ff., 72)	2,00	8.564	70,5	20.126
Prüfung des Gesetzesverstoßes (§§ 65 I, II, 68 ff., 72)	2,00	2.635	46,5	4.085
Prüfung des Gesetzesverstoßes (§§ 65 I, II, 68 ff., 72)	2,00	1.976	33,8	2.227
Beschlussfertigung (§ 73 I)	2,00	6.246	70,5	14.679

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Beschlussfertigung (§ 73 I)	2,00	1.562	46,5	2.420
Beschlussfertigung (§ 73 I)	2,00	0	33,8	0
SUMME				**56.158**

9) § 13l (neu) EnWG - Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie von Trägheit der lokalen Netzstabilität

a) Genehmigung des Umrüstungsverlangens, § 13l Absatz 3 EnWG

Im Rahmen der Genehmigung des Umrüstungsverlangens werden zunächst die Antragsunterlagen des Übertragungsnetzbetreibers auf Vollständigkeit überprüft. Im Anschluss wird eine Prüfung des Antrags inklusive der Durchführung eigener Analysen durchgeführt. Dabei wird insbesondere anhand eigener Modellierungen der Antrag plausibilisiert und bewertet. Danach findet eine Anhörung des Übertragungsnetzbetreibers zu der beabsichtigten Entscheidung statt. Die Genehmigung wird dann mittels Bescheid erteilt.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sachaufwand (in Euro)**
Prüfung der Unterlagen auf Vollständigkeit	2,00	100	70,5	235	
	2,00	50	46,5	78	
	2,00	50	33,8	56	
Prüfung des Antrags inkl. Durchführung eigener Analysen	2,00	650	70,5	1.528	
	2,00	325	46,5	504	
	2,00	325	33,8	366	
Durchführung	2,00	50	70,5	118	
	2,00	25	46,5	39	
	2,00	25	33,8	28	
Verfassen des Bescheids	2,00	150	70,5	353	
	2,00	113	46,5	174	
	2,00	38	33,8	42	
Summe				**3.520**	**-**

b) Kostenanerkennung - § 13l Absatz 4 EnWG

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Es sind zunächst auf Grundlage der Angaben des Anlagenbetreibers Kosten zu prüfen und festzusetzen und gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber als verfahrensregulierte Kosten mittels Festlegung anzuerkennen. Hierbei findet ebenfalls eine Vertragsabstimmung statt.

Jährlicher Erfüllungs-aufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Std. (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sach-aufwand (in Euro)**
Kostenprüfung	2,00	3.500	70,5	8.225	
	2,00	1.440	46,5	2.232	
	2,00	600	33,8	676	
Erlass einer Festlegung zur Kostenanerkennung, inkl. Vertragsabstimmung	2,00	4.900	70,5	11.515	
	2,00	0	46,5	0	
	2,00	300	33,8	338	
Prüfung der Ist-Kosten	2,00	0	70,5	0	
	2,00	960	46,5	1.488	
	2,00	300	33,8	338	
Summe				**24.812**	-

10) Änderung des § 14 EnWG

a) Der im § 14 EnWG neu eingefügte Absatz 1a) ermöglicht der Bundesnetzagentur, durch Festlegung den gezielten bilanziellen Ausgleich auf die Verteilernetzebene auszuweiten. Die Bundesnetzagentur erlässt hierzu einmalig eine Festlegung.

Hierzu prüft die Bundesnetzagentur die Regelungs- oder Anpassungsnotwendigkeit und konzeptioniert vor Einleitung eines förmlichen Verfahrens bzw. einer Konsultation einen Vorschlag. Dies umfasst in der Regel mindestens die Erstellung von Eckpunkten oder aber bereits eines ersten Regelungsentwurfs. Die Bundesnetzagentur konsultiert die Eckpunkte bzw. den ersten Regelungsentwurf. Die Konsultation bedarf der Vorbereitung, Betreuung bei der Durchführung sowie der Auswertung der Stellungnahmen. Im Anschluss erarbeitet die Bundesnetzagentur einen finalen Regelungsentwurf auf Basis der Vorermittlungen und der Konsultation. Nach § 73 Abs. 1 EnWG fertigt sie den finalen Beschluss und stellt diesen zu bzw. veröffentlicht diesen. Während des Festlegungsverfahrens sind eine Vielzahl von förmlich erforderlichen Verfahrensschritten und Vorgaben einzuhalten, etwa nach §§ 66, 29 i. V. m. 60a, 74, 91 EnWG Veröffentlichungen, die Wahrung von Beteiligungsrechten und Abstimmungen mit anderen Behörden.

Daneben wird dieses Verfahren nach Erlass des Beschlusses zu jährlichem Aufwand bei der Bundesnetzagentur führen. Die Bundesnetzagentur hat die Durchsetzung des Beschlusses sicherzustellen, gegebenenfalls im Wege der Verwaltungsvollstreckung nach §§ 94 ff. EnWG. Daneben begleitet die Bundesnetzagentur die Umsetzung der Festlegung durch Unterstützung der Betroffenen, etwa durch die Beantwortung von Fragen sowie die Erarbeitung und Veröffentlichung von Hinweisen.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Std. (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sach-aufwand (in Euro)**
Vollstreckung des Beschlusses sicherstellen (§ 94)	1,00	683	70,5	803	
	1,00	98	46,5	76	
	1,00	195	33,8	110	
Hilfestellung bei Umsetzung der Festlegung	10,00	683	70,5	8.025	
	10,00	195	46,5	1.511	
	10,00	98	33,8	552	
Summe				**11.077**	-

Einmaliger Erfüllungsaufwand

Einmaliger Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Std (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sach-aufwand (in Euro)**
Vorermittlungen	1	7.174	70,5	8.429	
	1	2.050	46,5	1.588	
	1	1.025	33,8	577	
Formalia (§§ 66, 29 i.V.m. jew. EGL, 60a, 74, 91 etc.)	1	244	70,5	287	
	1	293	46,5	227	
	1	439	33,8	247	
Konsultation bzw. Anhörung (§ 67 I EnWG)	1	5.392	70,5	6.336	
	1	1.659	46,5	1.286	
	1	1.244	33,8	701	
Erarbeiten eines Regelungsentwurfs (§§ 68 ff.)	1	15.226	70,5	17.890	
	1	4.685	46,5	3.631	
	1	3.514	33,8	1.979	
Beschlussfertigung (§ 73 I)	1	7.808	70,5	9.174	
	1	1.952	46,5	1.513	

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Summe	**53.866**	**-**

b) Nach § 14 Absatz 1b) Satz 3 und 4 EnWG trifft die Bundesnetzagentur durch Festlegung nähere Regelungen zur Bestimmung der Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes und der Bestimmung wirtschaftlicher Vorteile.

Die Bundesnetzagentur erlässt daher einmalig eine Festlegung zur Bestimmung der Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes und der Bestimmung wirtschaftlicher Vorteile. Hierzu prüft die Bundesnetzagentur die Regelungs- oder Anpassungsnotwendigkeit und konzeptioniert vor Einleitung eines förmlichen Verfahrens bzw. einer Konsultation einen Vorschlag. Dies umfasst in der Regel mindestens die Erstellung von Eckpunkten oder aber bereits eines ersten Regelungsentwurfs. Die Bundesnetzagentur konsultiert die Eckpunkte bzw. den ersten Regelungsentwurf. Die Konsultation bedarf der Vorbereitung, Betreuung bei der Durchführung sowie der Auswertung der Stellungnahmen. Im Anschluss erarbeitet die Bundesnetzagentur einen finalen Regelungsentwurf auf Basis der Vorermittlungen und der Konsultation. Nach § 73 Abs. 1 EnWG fertigt sie den finalen Beschluss und stellt diesen zu bzw. veröffentlicht diesen. Während des Festlegungsverfahrens sind eine Vielzahl von förmlich erforderlichen Verfahrensschritten und Vorgaben einzuhalten, etwa nach §§ 66, 29 i. V. m. 60a, 74, 91 EnWG Veröffentlichungen, die Wahrung von Beteiligungsrechten und Abstimmungen mit anderen Behörden.

Zusätzlich wird geschätzt, dass für einen Sachverständigenbeweis zu den Voraussetzungen und Umfang der Ausweitung des gezielten bilanziellen Ausgleichs ein einmaliger Erfüllungsaufwand von 200.000 Euro in Form von Sachkosten entsteht.

Daneben wird dieses Verfahren nach Erlass des Beschlusses zu jährlichem Aufwand bei der Bundesnetzagentur führen. Die Bundesnetzagentur hat die Durchsetzung des Beschlusses sicherzustellen, gegebenenfalls im Wege der Verwaltungsvollstreckung nach §§ 94 ff. EnWG. Daneben begleitet die Bundesnetzagentur die Umsetzung der Festlegung durch Unterstützung der Betroffenen, etwa durch die Beantwortung von Fragen sowie die Erarbeitung und Veröffentlichung von Hinweisen. Dabei wird insbesondere die Abwicklung des Aufwendungsersatzes und der wirtschaftlichen Vorteile zwischen Bilanzkreisverantwortlichem und Netzbetreiber auf Grundlage dieser Festlegung, einer umfangreicheren Begleitung und Unterstützung seitens der Bundesnetzagentur bedürfen.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Std. (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sach-aufwand (in Euro)**
Vollstreckung des Beschlusses sicherstellen (§ 94)	1,00	683	70,5	803	
	1,00	98	46,5	76	
	1,00	195	33,8	110	
Hilfestellung bei Umsetzung der Festlegung	20,00	683	70,5	16.055	
	20,00	195	46,5	3.026	
	20,00	98	33,8	1.100	
Summe				**21.169**	**-**

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Einmaliger Erfüllungsaufwand

Einmaliger Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Std. (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sach-aufwand (in Euro)**
Vorermittlungen	1	7.174	70,5	8.429	
	1	2.050	46,5	1.588	
	1	1.025	33,8	577	
Formalia (§§ 66, 29 i.V.m. jew. EGL, 60a, 74, 91 etc.)	1	244	70,5	287	
	1	293	46,5	227	
	1	439	33,8	247	
Konsultation bzw. Anhörung (§ 67 I EnWG)	1	5.392	70,5	6.336	
	1	1.659	46,5	1.286	
	1	1.244	33,8	701	
Erarbeiten eines Regelungsentwurfs (§§ 68 ff.)	1	15.226	70,5	17.890	
	1	4.685	46,5	3.631	
	1	3.514	33,8	1.979	
Beschlussfertigung (§ 73 I)	1	7.808	70,5	9.174	
	1	1.952	46,5	1.513	
Summe				**53.866**	**200.000**

11) Änderung des § 14e EnWG – Pflicht zur Verlinkung

Nach dem neuen § 14e Abs. 2b EnWG sind die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen verpflichtet, sicherzustellen, dass ein Netzanschlusssuchender über die gemeinsame Internetplattform auf die Internetseite des zuständigen Netzbetreibers gelangen kann, um dort eine unverbindliche Netzanschlussauskunft nach § 17b EnWG zu erhalten. Die Bundesnetzagentur führt hierüber die Aufsicht nach den §§ 65ff. EnWG. Im Rahmen der Vorermittlungen lässt sich die Bundesnetzagentur vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) eine Übersicht über die Elektrizitätsverteilnetzbetreiber zusenden, die ihre Verlinkung erstellt haben. Die Bundesnetzagentur sichtet dann die Liste und leitet ggf. Aufsichtsverfahren gegen die Netzbetreiber ein, die ihrer Pflicht aus dem § 14e EnWG nicht oder nicht in ausreichender Weise nachkommen. Die Bundesnetzagentur prüft die formellen Verfahrensvoraussetzungen und ermittelt sodann den Gesetzesverstoß nach §§ 65 Abs.1, 2, 68ff., 72 EnWG. Das Verfahren wird durch Beschluss abgeschlossen. Im Nachgang werden für die Verfahren Gebühren erhoben sowie die Forderungen ggf. vollstreckt.

Die Bundesnetzagentur ist für die Überwachung der Verpflichtungen aus § 14e Abs. 2b EnWG aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber in Deutschland zuständig (ausweislich des letzten Monitoringberichts derzeit 866). Die Annahme von 5 Aufsichtsverfahren pro Jahr beruht auf der Annahme, dass viele

Netzbetreiber, insbesondere sehr kleine, Schwierigkeiten bei der Umsetzung digitaler Prozesse haben. Bei einer konservativen Annahme von Umsetzungsdefiziten bei 10% der Netzbetreiber, wären fast 90 Aufsichtsverfahren zu führen. Die tatsächliche Anzahl könnte signifikant höher sein, Verfahren wären in jedem Fall zeitlich abzuschichten. Darüber hinaus ist auch nach erfolgreicher Implementierung der Verlinkung damit zu rechnen, dass es bei 1-2% der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber auch im laufenden Betrieb zu Defiziten kommt.

Der geschätzte Aufwand bezieht sich auf den anfänglichen jährlichen Erfüllungsaufwand. Nach einigen Jahren dürfte sich der Aufwand voraussichtlich reduzieren.

Anfänglicher jährlicher Erfüllungsaufwand:

	Fallzahl	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Std. (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sach-aufwand (in Euro)**
Vorermittlungen	5	350	70,5	2.056	-
	5	750	46,5	2.906	-
	5	1000	33,8	2.817	-
Formalia (§§ 66, 58, 74, 91 etc.)	5	1.000	70,5	5.875	-
	5	700	46,5	2.713	-
	5	375	33,8	1.057	-
Prüfung des Gesetzesverstoßes (§§ 65 I, II, 68 ff., 72)	5	2.000	70,5	11.750	-
	5	1.500	46,5	5.812	-
	5	400	33,8	1.126	-
Beschlussfertigung (§ 73 I)	5	1.500	70,5	8.812	-
	5	1.400	46,5	5.425	-
	5	700	33,8	1.972	-
Umsetzung, Vollstreckung, Gebühren	5	500	70,5	2.938	-
	5	400	46,5	1.550	-
	5	850	33,8	2.394	-
Summe				**59.203**	**-**

12) § 14e Abs. 2, 2a EnWG

Die neue Regelung in § 14e Absatz 2 Satz 1 EnWG ergänzt die bisherigen dort gemachten Vorgaben und passt sie an die Gesetzesänderungen der § 17c EnWG und § 18a EnWG an, wonach künftig für alle Netzanschlussbegehren digitale Anschlussportale zur Verfügung gestellt werden müssen, die über die gemeinsame Internetplattform der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber abrufbar sein sollen. Die Bundesnetzagentur führt die Aufsicht über die Einhaltung dieser Vorgabe, die Netzanschlussportale auf der gemeinsamen Internetplattform zu verlinken. Hierzu überprüft sie die Angaben der

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Elektrizitätsverteilernetzbetreiber auf der Plattform. Im Falle einer fehlenden oder fehlerhaften Verlinkung, nimmt sie Kontakt zu den Elektrizitätsverteilernetzbetreibern auf, fordert die Einhaltung der gesetzlichen Pflicht und leitet ggf. Aufsichtsmaßnahmen ein. Die Überprüfung fehlerhafter Meldungen richtet sich nach den Regelungen der § 17c EnWG, § 18a EnWG und § 6 Niederspannungsanschlussverordnung sowie § 8 Erneuerbare-Energien-Gesetz.

Die Regelung des § 14e Absatz 2 Satz 2 EnWG regelt, dass die Ermittlung des zuständigen Netzbetreibers auf der gemeinsamen Internetplattform auch über eine Programmierschnittstelle zu ermöglichen ist. Die Bundesnetzagentur prüft die Einhaltung dieser Pflicht, nimmt bei Verstößen Kontakt zu den Elektrizitätsverteilernetzbetreibern auf und leitet ggf. Aufsichtsmaßnahmen ein.

Die Regelung des § 14e Absatz 2a EnWG regelt, dass die Beschreibung sowie die Internetadresse der Programmierschnittstelle nach § 17c EnWG sowie nach § 18a EnWG auf der gemeinsamen Internetplattform veröffentlicht wird. Die Bundesnetzagentur überprüft die Einhaltung dieser Pflicht, nimmt bei fehlender Veröffentlichung Kontakt zu den Elektrizitätsverteilernetzbetreibern auf und leitet ggf. Aufsichtsmaßnahmen ein.

In § 14e Absatz 2b EnWG wird geregelt, dass jedermann über die gemeinsame Internetplattform auf die Internetseite des zuständigen Elektrizitätsverteilernetzbetreibers gelangen kann, um dort eine unverbindliche Netzanschlussauskunft nach § 17b einzuholen. Die Bundesnetzagentur hat die Aufsichtsbefugnis über die Einhaltung dieser Pflicht und nimmt bei Verstößen Kontakt zu den Elektrizitätsverteilernetzbetreibern auf. Sie ist zur Einleitung von Aufsichtsmaßnahmen befugt.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Überprüfung der Einhaltung der Verlinkung einer Netzanschlussplattform (Stichprobenartig/durch Auszug aus vnbdigital.de) gemäß § 14 Abs. 2 EnWG	1,00	0	70,5	0
	1,00	60	46,5	47
	1,00	0	33,8	0
Anhörung	5,00	5	70,5	29
	5,00	0	46,5	0
	5,00	0	33,8	0
Einleitung Aufsichtsverfahren wegen fehlender/mangelhafter Verlinkung d. Netzanschlussplattform- Vorermittlungen	5,00	60	70,5	353
	5,00	0	46,5	0
	5,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren wegen fehlender/mangelhafter Verlinkung	5,00	45	70,5	264
	5,00	0	46,5	0

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

d. Netzanschlussplattform- Formalien	5,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren wegen fehlender/mangelhafter Verlinkung d. Netzanschlussplattform- Prüfung Verstoß	5,00	45	70,5	264
	5,00	0	46,5	0
	5,00	0	33,8	0
Abschluss Aufsichtsverfahren	5,00	180	70,5	1.058
	5,00	0	46,5	0
	5,00	0	33,8	0
Überprüfung der Einhaltung der Verlinkung einer Netzanschlussplattform (Stichprobenartig/durch Auszug aus vnbdigital.de) gemäß § 14e Abs. 2a EnWG	1,00	5	70,5	6
	1,00	40	46,5	31
	1,00	0	33,8	0
Anhörung	1,00	60	70,5	71
	1,00	0	46,5	0
	1,00	0	33,8	0
Einleitung Aufsichtsverfahren wegen Verlinkung der Programmierschnittstelle- Vorermittlungen	1,00	45	70,5	53
	1,00	0	46,5	0
	1,00	0	33,8	0
Einleitung Aufsichtsverfahren wegen Verlinkung der Programmierschnittstelle- Formalien	1,00	45	70,5	53
	1,00	0	46,5	0
	1,00	0	33,8	0
Einleitung Aufsichtsverfahren wegen Verlinkung der Programmierschnittstelle- Prüfung Verstoß	1,00	45	70,5	53
	1,00	0	46,5	0
	1,00	0	33,8	0
Abschluss Aufsichtsverfahren	1,00	180	70,5	212
	1,00	0	46,5	0
	1,00	0	33,8	0

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Fachseitige Unterstützung - Gebühren	1,00	60	70,5	71
	1,00	0	46,5	0
	1,00	0	33,8	0
Summe				**2.563**

Einmaliger Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Überprüfung der Einhaltung der Verlinkung einer Netzanschlussplattform (Stichprobenartig/durch Auszug aus vnbdigital.de) gemäß § 14 Abs. 2 EnWG	1	60	70,5	71
	1	60	46,5	47
	1	0	33,8	0
Anhörung	1	45	70,5	53
	1	0	46,5	0
	1	0	33,8	0
Einleitung Aufsichtsverfahren wegen fehlender/mangelhafter Verlinkung d. Netzanschlussplattform - Vorermittlungen	1	45	70,5	53
	1	15	46,5	12
	1	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren wegen fehlender/mangelhafter Verlinkung d. Netzanschlussplattform - Formalien	1	45	70,5	53
	1	15	46,5	12
	1	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren wegen fehlender/mangelhafter Verlinkung d. Netzanschlussplattform - Prüfung Verstoß	1	45	70,5	53
	1	15	46,5	12
	1	0	33,8	0
Abschluss Aufsichtsverfahren	1	180	70,5	212
	1	0	46,5	0
	1	0	33,8	0
Überprüfung der Einhaltung der Veröffentlichung der Einrichtung einer Programmierschnittstelle auf www.vnbdigital.de (§ 14e Abs. 2a EnWG)	1	100	70,5	118
	1	20	46,5	16
	1	0	33,8	0
Anhörung	1	45	70,5	53

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

	1	0	46,5	0
	1	0	33,8	0
Einleitung Aufsichtsverfahren wegen Verlinkung der Programmierschnittstelle - Vorermittlungen	1	45	70,5	53
	1	15	46,5	12
	1	0	33,8	0
'Einleitung Aufsichtsverfahren wegen Verlinkung der Programmierschnittstelle - Formalien	1	45	70,5	53
	1	15	46,5	12
	1	0	33,8	0
Einleitung Aufsichtsverfahren wegen Verlinkung der Programmierschnittstelle - Prüfung Verstoß	1	45	70,5	53
	1	15	46,5	12
	1	0	33,8	0
Abschluss Aufsichtsverfahren	1	180	70,5	212
	1	0	46,5	0
	1	0	33,8	0
Summe				**1.166**

13) § 17 Abs. 2b EnWG - Aufsicht über Ermöglichung FCAs

Die neue Regelung des § 17 Absatz 2b EnWG regelt die Möglichkeit eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers, Anschlussnehmern den Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung anzubieten. § 17 Absatz 2b Satze 2 EnWG ermöglicht dem Elektrizitätsverteilernetzbetreiber im Rahmen dieser flexiblen Netzanschlussvereinbarung, die Begrenzung der Leistung zu verlangen. Satz 3 bestimmt, welche Mindestinhalte in der flexiblen Netzanschlussvereinbarung enthalten sein müssen. Gemäß Satz 4 sind lastseitig die Vorgaben einer Festlegung der Bundesnetzagentur auf Basis von § 14a vorrangig anzuwenden.

Die Bundesnetzagentur hat die Aufsichtsbefugnis inne und prüft die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben und insbesondere die Aufnahme der Mindestinhalte in die flexiblen Anschlussvereinbarungen. Sie ist zur Einleitung von Aufsichtsmaßnahmen befugt.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Überprüfung der Einhaltung der Vorgaben nach § 17 Abs. 2b Satz 3 EnWG- Vorermittlungen	5,00	240	70,5	1.410
	5,00	0	46,5	0
	5,00	0	33,8	0
Einleitung Aufsichtsverfahren	5,00	60	70,5	353
	5,00	0	46,5	0

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

	5,00	0	33,8	0
Überprüfung der Einhaltung der Vorgaben nach § 17 Abs. 2b Satz 3 EnWG- Anhörung	5,00	120	70,5	705
	5,00	0	46,5	0
	5,00	0	33,8	0
Überprüfung der Einhaltung der Vorgaben nach § 17 Abs. 2b Satz 3 EnWG- Formalien	5,00	60	70,5	353
	5,00	0	46,5	0
	5,00	0	33,8	0
Überprüfung der Einhaltung der Vorgaben nach § 17 Abs. 2b Satz 3 EnWG- Prüfung Verstoß	5,00	120	70,5	705
	5,00	0	46,5	0
	5,00	0	33,8	0
Abschluss Aufsichtsverfahren	5,00	240	70,5	1410
	5,00	0	46,5	0
	5,00	0	33,8	0
Fachseitige Unterstützung, Gebühren	5,00	60	70,5	353
	5,00	0	46,5	
	5,00	0	33,8	0
Summe				**5.288**

14) § 17a EnWG bis 31.12.2025 sowie § 18 Abs. 4 EnWG - Aufsicht über Informationspflichten und Kommunikation im Netzanschlussverfahren

§ 17a EnWG enthält Regelungen zu Informationspflichten der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber sowie zur Kommunikation im Netzanschlussprozess. Satz 1 regelt für alle Arten von Netzanschlussbegehren, dass Elektrizitätsverteilernetzbetreiber nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens dem Anschlussbegehrenden innerhalb von drei Monaten klare und transparente Informationen zum Status und zur weiteren Bearbeitung des Begehrens zukommen lassen müssen. Sofern innerhalb dieses Zeitraums kein abschließendes Ergebnis mitgeteilt werden kann, regelt Satz 2, dass die Informationen alle drei Monate aktualisiert werden müssen. Satz 3 stellt klar, dass die Vorgaben aus Satz 1 und 2 für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nur übergangsweise gelten und durch die weiter reichenden Anforderungen nach Absatz 3 bis 5 abgelöst werden, welche jedoch erst zum 1. Januar 2026 Anwendung finden.

Gemäß § 17a Absatz 2 EnWG müssen Elektrizitätsverteilernetzbetreiber Anschlussbegehrenden unmittelbar die Möglichkeit eröffnen, das Begehren und zugehörige Dokumente digital (auf der Internetseite oder per E-Mail) einzureichen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Nach § 18 Absatz 4 EnWG finden die Vorschriften nach § 17a Absatz 1 und 2 EnWG entsprechende Anwendung auf Verbrauchseinrichtung.
Die Aufsicht über die Einhaltung dieser Regelungen über Informationspflichten und Kommunikation zwischen Elektrizitätsverteilernetzbetreiber und Anschlussnehmer obliegt den Regulierungsbehörden. Dabei gilt, dass die Aufgabe der § 17a Absatz 2 EnWG von Amts wegen überprüft werden, wohingegen die Prüfung der Informationspflichten von Anschlussnehmern angeregt werden muss. Die Regulierungsbehörden sind zur Einleitung von Aufsichtsmaßnahmen befugt.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**
Aufsicht über Informationspflichten und Kommunikation im Netzanschlussverfahren nach § 17a Abs. 1 EnWG (Rückmeldeverpflichtung)				
Einleitung Aufsichtsverfahren, Anhörung	15,00	100	70,5	1.763
	15,00	20	46,5	233
	15,00	0	33,8	0
Formalien	15,00	60	70,5	1.058
	15,00	0	46,5	0
	15,00	0	33,8	0
Prüfung Verstoß	15,00	160	70,5	2.820
	15,00	80	46,5	930
	15,00	0	33,8	0
Abschluss Aufsichtsverfahren	15,00	240	70,5	4.230
	15,00	0	46,5	0
	15,00	0	33,8	0
Fachseitige Unterstützung - Gebühren	15,00	60	70,5	1.058
	15,00	0	46,5	0
	15,00	0	33,8	0
Aufsicht über Einrichtung einer Möglichkeit der digitalen Einreichung eines Netzanschlussbegehrens nach § 17a Abs. 2 EnWG				
Einleitung Aufsichtsverfahren, Anhörung	20,00	100	70,5	2.350
	20,00	20	46,5	310
	20,00	0	33,8	0
Formalien	20,00	60	70,5	1.410

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

	20,00	0	46,5	0
	20,00	0	33,8	0
Prüfung Verstoß	20,00	160	70,5	3.760
	20,00	80	46,5	1.240
	20,00	0	33,8	0
Abschluss Aufsichtsverfahren	20,00	240	70,5	5.640
	20,00	0	46,5	0
	20,00	0	33,8	0
Fachseitige Unterstützung - Gebühren	20,00	60	70,5	1.410
	20,00	0	46,5	0
	20,00	0	33,8	0
Summe				**28.210**

15) § 17a EnWG ab 1.1.2026 sowie § 18 Abs. 4 EnWG – Aufsicht über Informationspflichten und Kommunikation im Netzanschlussverfahren

Die Absätze 3 bis 5 des § 17a EnWG regeln ein detailliertes Verfahren zur Stellung und Bearbeitung von Netzanschlussbegehren innerhalb vorgegebener Fristen.

Die Regelung des § 17a EnWG enthält daneben in Absatz 6 EnWG auch den Auftrag an die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber zur Standardisierung des Netzanschlussprozesses.

Die Aufsicht über die Einhaltung dieser Regelungen über Informationspflichten und Kommunikation zwischen Elektrizitätsverteilernetzbetreiber und Anschlussnehmer obliegt den Regulierungsbehörden. Dabei gilt, dass die Aufgaben der § 17a Absatz 2 und 6 EnWG von Amts wegen überprüft werden, wohingegen die Prüfung der Informationspflichten von Anschlussnehmern angeregt werden muss. Die Regulierungsbehörden sind zur Einleitung von Aufsichtsmaßnahmen befugt.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Aufsicht über die Veröffentlichung allgemeiner Informationen eines Netzanschlussbegehrens gemäß § 17a Abs. 3 EnWG ab 1.1.2026				
Einleitung Aufsichtsverfahren, Anhörung	50,00	100	70,5	5.875
	50,00	20	46,5	775
	50,00	0	33,8	0
Formalien	50,00	60	70,5	3.525
	50,00	0	46,5	0

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

	50,00	0	33,8	0
Prüfung Verstoß	50,00	200	70,5	11.750
	50,00	40	46,5	1.550
	50,00	0	33,8	0
Abschluss Aufsichtsverfahren	50,00	240	70,5	14.100
	50,00	0	46,5	0
	50,00	0	33,8	0
Fachseitige Unterstützung - Gebühren	50,00	60	70,5	3.525
	50,00	0	46,5	0
	50,00	0	33,8	0
Aufsicht über die Rückmeldeverpflichtung innerhalb v. 8 Wochen gem. § 17a Abs. 4 EnWG				
Einleitung Aufsichtsverfahren, Anhörung	50,00	100	70,5	5.875
	50,00	20	46,5	775
	50,00	0	33,8	0
Formalien	50,00	60	70,5	3.525
	50,00	0	46,5	0
	50,00	0	33,8	0
Prüfung Verstoß	50,00	200	70,5	11.750
	50,00	40	46,5	1.550
	50,00	0	33,8	0
Abschluss Aufsichtsverfahren	50,00	240	70,5	14.100
	50,00	0	46,5	0
	50,00	0	33,8	0
Fachseitige Unterstützung - Gebühren	50,00	60	70,5	3.525
	50,00	0	46,5	0
	50,00	0	33,8	0
Aufsicht über die Einhaltung der Verpflichtung betreffend die Nachforderungen gem. § 17a Abs. 5 EnWG				
Einleitung Aufsichtsverfahren, Anhörung	50,00	100	70,5	5.875
	50,00	20	46,5	775
	50,00	0	33,8	0
Formalien	50,00	60	70,5	3.525
	50,00	0	46,5	0
	50,00	0	33,8	0

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Prüfung Verstoß	50,00	200	70,5	11.750
	50,00	40	46,5	1.550
	50,00	0	33,8	0
Abschluss Aufsichtsverfahren	50,00	240	70,5	14.100
	50,00	0	46,5	0
	50,00	0	33,8	0
Fachseitige Unterstützung - Gebühren	50,00	60	70,5	3.525
	50,00	0	46,5	0
	50,00	0	33,8	0
Summe				**123.300**

Einmaliger Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Aufsicht über die Abstimmung einheitlicher Formate und Anforderungen gem. § 17a Abs. 6 EnWG	1	180	70,5	212
	1	0	46,5	0
	1	0	33,8	0
Summe				**212**

16) § 17b (neu) EnWG – Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten in Elektrizitätsversorgungsnetzen

Der § 17b Absatz 2 verpflichtet Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, ein elektronisches Verfahren zur Verfügung zu stellen, über welches Netzanschlusssuchende eine unverbindliche Auskunft für den Netzanschluss in der Mittelspannungsebene erhalten. Nach § 17b Absatz 4 EnWG muss der Netzbetreiber die Bundesnetzagentur über die Inbetriebnahme eines solchen Verfahrens unterrichten. Solange ein solches Verfahren nicht zur Verfügung steht, müssen Elektrizitätsverteilernetzbetreiber verfügbare Netzanschlusskapazitäten nach Absatz 1 monatlich auf ihrer Internetseite veröffentlichen.

Die Norm fällt unter die Missbrauchskontrolle der Bundesnetzagentur nach den §§ 30, 31, 65 ff. EnWG. Die Bundesnetzagentur erarbeitet daher einmalig ein Konzept zur systematischen Überprüfung der Pflichten aus § 17b EnWG. Zudem muss die Bundesnetzagentur die Pflicht der Netzbetreiber zur Veröffentlichung der in § 17b EnWG geforderten Daten überwachen. Die in § 17b Absatz 1 EnWG vorgesehene Pflicht zur Veröffentlichung verfügbarer Netzanschlusskapazitäten für die Umspannebene Höchst- zu Hochspannung sowie Hoch- zu Mittelspannung betrifft ca. 69 Netzbetreiber. Die Pflicht, nach Absatz 2 ein elektronisches Verfahren zur Verfügung zu stellen, betrifft jeden der 866 Verteilnetzbetreiber. Daneben begleitet die Bundesnetzagentur die Branche bei der Erarbeitung einheitlicher Formate und Inhalte für die Netzanschlussauskunft nach § 17b Absatz 2 EnWG. Hierzu ist die Teilnahme an Terminen mit den entsprechenden Verbänden erforderlich. Zudem beantwortet die Bundesnetzagentur Anfragen der betroffenen Netzbetreiber sowie der Nutzer der Online-Tools zu den Pflichten aus § 17b EnWG. Es wird geschätzt, dass 50 Anfragen die Bundesnetzagentur erreichen werden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Daneben ist zu erwarten, dass einzelne Netzbetreiber ihren Pflichten aus § 17b EnWG nicht oder nicht in ausreichender Weise (Inhaltsanforderungen an Informationsbereitstellung etc.) nachkommen werden. Hierfür eröffnet die Bundesnetzagentur ein Aufsichtsverfahren nach §§ 30, 65 Abs.1 EnWG. Dabei stellt die Bundesnetzagentur eingangs Vorermittlungen an und prüft die formellen Verfahrensvoraussetzungen und ermittelt sodann den Gesetzesverstoß nach §§ 30, 65 Abs.1,2, 68ff., 72 EnWG. Das Verfahren wird durch Beschluss abgeschlossen. Im Nachgang werden für die Verfahren Gebühren erhoben sowie die Forderungen ggf. vollstreckt.

Zudem können Personen und Personenvereinigungen, deren Interessen durch das Verhalten des Netzbetreibers erheblich verletzt werden, einen Antrag auf Überprüfung des Verhaltens bei der Bundesnetzagentur stellen. Die Bundesnetzagentur eröffnet sodann ein besonderes Missbrauchsverfahren nach § 31 EnWG.

Die Annahme von jeweils 5 Aufsichts- bzw. 5 (besonderen) Missbrauchsverfahren pro Jahr beruht auf der Annahme, dass eine nicht unerhebliche Anzahl die ambitionierten Vorgaben nicht oder in nicht ausreichender Form erfüllen werden. Diese Verpflichtungen sind für viele, gerade kleinere Netzbetreiber ein vollkommen neues Betätigungsfeld, da es derzeit keine gesetzlichen Verpflichtungen für die Bereitstellung eines solchen Verfahrens gibt. Trotzdem ist bereits heute ein großes Konfliktpotenzial, sowohl bei Netzbetreibern, die ein solches Verfahren bereits betreiben, als auch bei solchen, die es noch nicht betreiben, zu beobachten. Anschlusspetenten beschweren sich bereits jetzt über die Ausgestaltung des Verfahrens bzw. dass es ein solches Verfahren (noch) nicht gibt. Diese Beschwerden werden durch die gesetzliche Ausgestaltung in Zukunft in einer signifikanten Anzahl von Aufsichts- und Missbrauchsverfahren münden.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

	Fallzahl	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Std. (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sach-aufwand (in Euro)**
Überwachung der Veröffentlichungen nach § 17b Abs. 1 EnWG	69	141	70,5	11.432	-
	69	32	46,5	2.594	-
			33,8	0	-
Überwachung der Veröffentlichungen nach § 17b Abs. 2 EnWG	866	141	70,5	143.309	-
	866	35	46,5	23.463	-
	866		33,8	0	-

Vorabfassung – wird durch korrigierte Fassung ersetzt

Beantwortung von Anfragen zu den Pflichten nach § 17b Abs. 1, 2 EnWG (veröffentlichte Kapazitäten auf der Internetseite bzw. im elektronischen Verfahren)	50	55	70,5	3.231	-
	50	27	46,5	1.046	-
			33,8	0	-
Aufsichtsmaßnahmeverfahren nach § 65 EnWG					
Vorermittlungen	5	3.250	70,5	19.094	-
	5	2.250	46,5	8.719	-
	5	525	33,8	1.479	-
Formalia (§§ 66, 58, 74, 91 etc.)	5	1.250	70,5	7.344	-
	5	1.063	46,5	4.117	-
	5	188	33,8	528	-
Prüfung des Gesetzesverstoßes (§§ 65 I, II, 68 ff., 72)	5	4.500	70,5	26.438	-
	5	3000	46,5	11.625	-
	5	700	33,8	1.972	-
Beschlussfertigung (§ 73 I)	5	2.750	70,5	16.156	-
	5	1.750	46,5	6.781	-
	5	500	33,8	1.408	-
Umsetzung, Vollstreckung, Gebühren	5	500	70,5	2.938	-
	5	425	46,5	1.647	-
	5	500	33,8	1.408	-
Besondere Missbrauchsverfahren					
Streitschlichtung	5	4000	70,5	23.500	-
	5	3.400	46,5	13.175	-

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

	5	600	33,8	1.690	-
Formalia (§§ 66, 58, 74, 91 etc.)	5	500	70,5	2.938	-
	5	425	46,5	1.647	-
	5	70	33,8	197	-
Zulässigkeits- und Begründetheits-prüfung (§§ 31 I, II, 68 ff., 72)	5	6.000	70,5	35.250	-
	5	3.750	46,5	14.532	-
	5	1125	33,8	3.169	-
Öffentliche mündliche Verhandlung (§ 67 III) inkl. Vor-/Nachbereitung	5	1000	70,5	5.875	-
	5	850	46,5	3.294	-
	5	150	33,8	423	-
Beschlussfertigung (§ 73 I)	5	4.000	70,5	23.500	-
	5	1500	46,5	5.813	-
	5	600	33,8	1.690	-
Umsetzung, Vollstreckung, Gebühren	5	500	70,5	2.938	-
	5	175	46,5	678	-
	5	500	33,8	1.409	-
Summe				**438.447**	**-**

Einmaliger Erfüllungsaufwand

	Fallzahl	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Std. (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sach-aufwand (in Euro)**
'Begleitung des Erarbeitungs-prozesses der Branche von einheitlichen Formaten und Inhalten der Prognose; Termine mit Verbänden (Netzbetreiber, Anlagenbetreiber)	5	290	70,5	1.704	-
Erstellung eines Konzepts zur systematischen Überprüfung der Einhaltung der Pflichten nach § 17b Abs. 1 und Abs. 2	1	-	33,8	-	-
	1	3360	46,5	2.604	-

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

	1	3360	70,5	3.948	-
Summe				**8.256**	-

17) § 17c EnWG sowie § 18a EnWG - Aufsicht über die digitalen Netzanschlussportale

§ 17c Absatz 1 und § 18a Absatz 1 EnWG regeln die Verpflichtung zur Einführung digitaler Netzanschlussportale. Über diese digitalen Portale sollen vollständige Netzanschlussprozesse, also vom Netzanschlussbegehren bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses, abgebildet werden können. Sofern ein Netzbetreiber dieser Verpflichtung nicht nachkommt, nimmt die Bundesnetzagentur Kontakt zu den betroffenen Netzbetreibern auf.

§ 17c Absatz 1 und 2 EnWG und § 18a Absatz 1 EnWG macht regelt die Schaffung von Schnittstellen zu anderen digitalen Systemen sowie weitere Funktionalitäten der Netzanschlussportale. Bei Unstimmigkeiten oder unterbliebener Einrichtung der Schnittstelle nimmt die Bundesnetzagentur Kontakt zu den Elektrizitätsverteilernetzbetreibern auf und fordert diese zur Einrichtung der Schnittstelle bzw. zum Abstellen der Verstöße auf.

§ 17c Absatz 4 EnWG und § 18a Absatz 1 EnWG enthalten zentrale Standardisierungsvorgaben, um die Netzanschlussprozesse bundesweit zu vereinheitlichen. Die Bundesnetzagentur überprüft die Einhaltung dieser Vorgaben und ist zur Einleitung von Aufsichtsverfahren befugt.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**
Aufsicht über die Einrichtung eines digitalen Netzanschlussportals nach § 17c Abs. 1 EnWG und Schnittstellen gemäß § 17c Abs. 2 EnWG und Programmierschnittstelle sowie Informationen nach § 17c Abs. 3 EnWG				
Vorermittlungen	200,00	20	70,5	4.700
	200,00	60	46,5	9.300
	200,00	0	33,8	0
Einleitung Aufsichtsverfahren, Anhörung	15,00	240	70,5	4.230
	15,00	60	46,5	698
	15,00	0	33,8	0
Formalien	15,00	60	70,5	1.058
	15,00	0	46,5	0
	15,00	0	33,8	0
Prüfung Verstoß	15,00	180	70,5	3.173
	15,00	60	46,5	698

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

	15,00	0	33,8	0
Abschluss Aufsichtsverfahren	15,00	180	70,5	3.173
	15,00	60	46,5	698
	15,00	0	33,8	0
Fachseitige Unterstützung - Gebühren	15,00	60	70,5	1058
	15,00	0	46,5	0
	15,00	0	33,8	0
Summe				28.786

Einmaliger Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Aufsicht über die Einrichtung eines digitalen Netzanschlussportals nach § 17c Abs. 1 EnWG und Schnittstellen gemäß § 17c Abs. 2 EnWG und Programmierschnittstelle sowie Informationen nach § 17c Abs. 3 EnWG				
Vorermittlungen	1	844	70,5	992
	1	15	46,5	12
	1	45	33,8	25
Aufsicht über die Abstimmung einheitlicher Vorgaben gemäß § 17c Abs. 4 EnWG	1	0	70,5	0
	1	0	46,5	0
	1	180	33,8	101
Summe				1.130

18) Änderung des § 41a EnWG – Festpreistarife, Informationspflichten

Die neuen Regeln betreffen die ca. 30 Stromlieferanten mit mehr als 200.000 Kunden. Aufgabe der Bundesnetzagentur ist es, die Pflichterfüllung nach dem EnWG im Sinne des § 65 EnWG zu prüfen und mögliche Verstöße zu verfolgen. Weiterhin werden neue Pflichten, die Verbraucherinnen und Verbraucher betreffen, zu einer Zunahme an Anfragen im Verbraucherservice Energie der Bundesnetzagentur führen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Std. (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sach-aufwand (in Euro)**
Datenauswertung	26,00	5	70,5	153	
	26,00	20	46,5	403	
	26,00	0	33,8	0	
Einzelfallprüfung von Pflichtverstößen	3,00	5.000	70,5	17.625	
	3,00	0	46,5	0	
	3,00	0	33,8	0	
Förmliche Verfahrens-durchset-zung	1,00	37.500	70,5	44.063	
	1,00	7.500	46,5	5.813	
	1,00	0	33,8	0	
Beantwortung von Ver-braucheranfragen zur neuen Thematik	100	0	70,5	0	
	100	50	46,5	3.875	
	100	0	33,8	0	
Summe				**71.932**	-

19) § 41f und § 41g EnWG – Versorgungsunterbrechungen

Aufgabe der Bundesnetzagentur ist es, die Pflichterfüllung nach dem EnWG im Sinne des § 65 EnWG zu prüfen und mögliche Verstöße zu verfolgen. Dies gilt ebenfalls für die Anforderungen des § 41f und 41g EnWG, die die Energielieferanten einzuhalten haben. Durch die Verstetigung der bislang nur temporär geltenden Vorgaben sowie deren Ergänzung verstetigt und erhöht sich auch der Aufwand für die Aufsicht durch die BNetzA. Auf lange Sicht ist von zusätzlichen Aufsichtsverfahren auszugehen.

Jährlicher Erfüllungs-aufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Std. (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sach-aufwand (in Euro)**
Förmliche Verfahrens-durchsetzung	0,50	37.500	70,5	22.031	
	0,50	0	46,5	0	
	0,50	0	33,8	0	

Fassung – wird durch die lektorierte Fersetzt

Summe				**22.031**	

20) § 43b Absatz 4 (neu) EnWG - Vermutungsregel für die Aktualität der Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren

Die Gesetzesänderung enthält eine Vermutungsregel für die Aktualität von Untersuchungsunterlagen im Planfeststellungsverfahren. Durch diese Vermutungsregel können auch ältere Daten für die Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren verwendet werden. Die zuständige Behörde muss die Unterlagen hierdurch in vielen Fällen keiner Kontrolle auf Aktualität unterziehen. Die anschließende Bewertung der Unterlagen bleibt unverändert.

Die jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten umweltplanerischen Gutachten dürften zu 80 % von der Bundesnetzagentur zu prüfen sein. Dies entspricht 420 Gutachten. Davon unterfallen schätzungsweise 50% der neuen Regelung. Mithin ist von einer Fallzahl von 210 Gutachten auszugehen. Der Aufwand für die Kontrolle auf Aktualität der Unterlagen hängt wesentlich von Art und Umfang des Vorhabens ab. Aufgrund des erheblichen Umfangs der Daten ist davon auszugehen, dass schätzungsweise 1 Personentag für diese Kontrolle im höheren Dienst anfällt. Bei Lohnkosten in Höhe von 70,50 pro Stunde entspricht dies 564 Euro pro Fall.

Für die Verwaltung auf Bundesebene entfällt damit ein Erfüllungsaufwand in Höhe von 118.440 Euro pro Jahr.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
210	-480	70,50	-	-564	
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**-118.440**	

21) Änderung des § 58a EnWG - Kooperation mit nationalen Behörden und ACER/Unterstützung von ACER im Rahmen von Ermittlungen zu grenzüberschreitenden Sachverhalten

Durch die Erweiterung der Kooperationsverpflichtungen mit nationalen Behörden und ACER fällt zusätzlicher Erfüllungsaufwand für die Bereitstellung von Analysen; Amtshilfe bei Auskunftsersuchen; Unterstützung bei der Vorbereitung und Durchführung von Untersuchungsmaßnahmen; Unterstützung bei der Vorbereitung für die Abgabe an Strafverfolgungsbehörde; Unterstützung von ACER bei der Koordinierung mit nationalen Strafverfolgungsbehörden/ Polizei- und Ordnungsbehörden an.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Jährlicher Erfüllungs-aufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sachaufwand (in Euro)**
	4,00	14.400	70,5	67.680	-
	4,00	10.080	46,5	31.248	-
	4,00	1.440	33,8	3.245	-
Summe				**102.173**	**-**

22) Änderung des § 69 EnWG - Zusätzliche Ermittlungen bei Verstößen

Durch die Aufnahme der weiteren Tatbestände entsteht ein zusätzlicher Ermittlungsaufwand. Dieser Ermittlungsaufwand setzt sich zusammen aus Auskunftsersuchen; Zeugenbefragung, ggf. Betretung von Geschäftsräumen; Beschlagnahmung von Unterlagen bei möglichen Verstößen gegen Melde- und Übermittlungspflicht von Transaktions- (Art 8 Abs. 1 S.1, Art 7c REMIT VO) und Fundamentaldaten (Art 8 Abs. 5 S.1 REMIT VO), Ad hoc Publizität (Art 4 REMIT VO), Pflicht zur Verdachtsanzeige, Vorkehrungspflichten (Art 15REMIT VO), Registrierungsverstöße (Art 9 REMIT VO) und der Auswertung des Materials.

Jährlicher Erfüllungs-aufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sachaufwand (in Euro)**
	5,00	4.800	70,5	28.200	
	5,00	3.840	46,5	14.880	
Summe				**43.080**	**-**

23) Änderung des § 95 EnWG - Führen von zusätzlichen Ordnungswidrigkeitsverfahren

Durch die Änderungen sich zusätzliche Ordnungswidrigkeitsverfahren zu führen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**	**Sachaufwand (in Euro)**
	4,00	10.080	70,5	47.376	-
	4,00	2.880	46,5	8.928	-
	4,00	1.440	33,8	3.245	-
Summe				**59.549**	**-**

24) Änderung der §§ 111e, 111f EnWG - Aufnahme von H2 in das Marktstammdatenregister

Laut der neuen Vorgabe soll Wasserstoff in das Marktstammdatenregister aufgenommen werden. Dadurch entsteht für die Bundesnetzagentur zum einen einmaliger Erfüllungsaufwand für die Konzeption des Wasserstoffregisters für das Marktstammdatenregister inkl. vorheriger Konsultation der Branche und durch die Erweiterung zum anderen zusätzlicher jährlicher Erfüllungsaufwand für die fortlaufende Qualitätssicherung.

Zusätzlich wird geschätzt, dass für die Umsetzung der programmiertechnischen Änderungen am Register ein einmaliger Erfüllungsaufwand von 300.000 Euro in Form von Sachkosten entsteht.

Einmaliger Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**	**Sachaufwand (in Euro)**
Konsultation	1	39.360	70,5	46.248	
	1	19.680	46,5	15.252	
Konzeption	1	39.360	70,5	46.248	300.000
	1	19.680	46,5	15.252	
SUMME				**123.000**	**300.000**

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**	**Sachaufwand (in Euro)**

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Fortlaufende Qualitätssicherung	12,00	960	70,5	13.536	
	12,00	1.920	46,5	17.856	
	12,00	960	33,8	6.490	
SUMME				**37.882**	

25) Änderungen des Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG)

Die Bekanntmachung der Auslegung von Unterlagen im Rahmen der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung, die Bekanntmachung von Antragskonferenzen und Erörterungsterminen sowie der finalen Bundesfachplanungsentscheidung, des Planfeststellungsbeschlusses und von Veränderungssperren sollen neben der Bekanntmachung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zukünftig auch in mindestens einer anderen Weise erfolgen. Eine Bekanntmachung in den örtlichen Tageszeitungen ist dann nicht mehr zwingend erforderlich. Möglich wäre bspw. eine Bekanntmachung im Amtsblatt.

Mit dieser Neuregelung werden bei der Bundesnetzagentur jährlich schätzungsweise Lohnkosten in Höhe von 71.858,00 € eingespart. Dies entspricht 0,97 Stellen im gehobenen Dienst. Zur Berechnung wurde der Stundensatz der Verwaltung (Bund) gemäß des Leitfaden DESTATIS 2022 ermittelt.

Zusätzlich werden jährlich 1.910.000,00 € Sachkosten eingespart. Für die Identifikation und Beauftragung der einzelnen örtlichen Tageszeitungen wird ein externer Dienstleister (Agentur) eingesetzt. In den genannten Sachkosten sind zum einen die Dienstleistungen der Agentur und zum anderen die Anzeigekosten selbst enthalten.

Der Erfüllungsaufwand bei der Bundesnetzagentur bestimmt sich maßgeblich regelhaft nach den durchzuführenden Genehmigungsverfahren der Bundesfachplanung und Planfeststellung. Aufgrund der Individualität und Komplexität der einzelnen Vorhaben, die erst im Rahmen der Aufgabenwahrnehmung genau sichtbar werden, kann der Aufwand hier nur gebündelt kalkuliert werden. Der Genehmigungsprozess, in dem zu unterschiedlichen Zeiten unterschiedliche Bekanntmachungen erforderlich sind, dauert mehrere Jahre an. Außerdem werden die Genehmigungsverfahren zu unterschiedlichen Zeiten begonnen und unterscheiden sich teils erheblich in ihrer zeitlichen Dauer. Daher erscheint es nicht zweckdienlich, zu jedem einzelnen Paragrafen einen eigenen Erfüllungsaufwand auszuweisen. Die Anzahl der jeweiligen Bekanntmachungstypen variiert von Jahr zu Jahr. Es lassen sich jedoch zwei Fallgruppen bilden, für die ein belastbarerer Durchschnittswert angegeben werden kann. Zum einen die Bekanntmachungen von Antragskonferenzen und Erörterungsterminen und zum anderen die Bekanntmachungen von Auslegungen und Entscheidungen. Die jeweiligen Paragraphen, die zu einer Fallgruppe gehören, sind unten dargestellt.

Erfüllungsaufwand im Einzelnen:

- Bekanntmachung von Antragskonferenzen und Erörterungsterminen (umfasst § 7 Abs. 2, § 10 Abs. 2, inkl. Fälle des § 22 Abs. 5 NABEG)

Es wird davon ausgegangen, dass in pro Jahr etwa 37 Bekanntmachungen für Antragskonferenzen und Erörterungstermine in örtlichen Tageszeitungen veröffentlicht werden müssen. Die durchschnittliche Bearbeitungszeit bei einer Bekanntmachung in den örtlichen Tageszeitungen beträgt 1220 Minuten und wird vom gehobenen Dienst erbracht.

Unter Heranziehung des Lohnkostensatzes des gehobenen Dienstes gemäß Destatis-Leitfaden 2022 (46,50 Euro) ergeben sich damit jährliche Lohnkosten in Höhe von 34.983,50 Euro.

Dies entspricht insgesamt 0,47 Stellen im gehobenen Dienst.

Sofern keine Bekanntmachung von formellen Veranstaltungen mehr in den örtlichen Tageszeitungen erfolgen muss, werden die oben genannten Kosten eingespart.

Hinzu kommt, dass mit dieser Neuregelung keine externen Dienstleister mehr hinzugezogen werden müssen. Bisher wurde für eine Bekanntmachung von Antragskonferenzen und Erörterungsterminen im

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Schnitt mit einem Betrag von 20.000 Euro kalkuliert. Insgesamt werden folglich Sachkosten in Höhe von 740.000,00 € eingespart.

- Bekanntmachung von Auslegungen und Entscheidungen (umfasst § 9 Abs. 3 und Abs. 6, § 13 Abs. 2, § 16 Abs. 4, § 22 Abs. 3 und Abs. 7, § 24 Abs. 2 NABEG)

Pro Jahr müssten etwa 39 Bekanntmachungen für Auslegungen und Entscheidungen veröffentlicht werden. Die durchschnittliche Bearbeitungszeit bei einer Bekanntmachung in den örtlichen Tageszeitungen beträgt 1220 Minuten und wird vom gehobenen Dienst erbracht.

Unter Heranziehung des Lohnkostensatzes des gehobenen Dienstes gemäß Destatis-Leitfaden 2022 (46,50 Euro) ergeben sich damit jährliche Lohnkosten in Höhe von 36.874,50 € Euro.

Dies entspricht insgesamt 0,5 Stellen im gehobenen Dienst.

Sofern keine Bekanntmachung von Auslegungen und Entscheidungen mehr in den örtlichen Tageszeitungen erfolgen muss, werden die oben genannten Kosten eingespart.

Hinzu kommt, dass mit dieser Neuregelung keine externen Dienstleister mehr hinzugezogen werden müssen. Bisher wurde für eine Bekanntmachung von Auslegungen und Entscheidungen auf Grund ihrer Länge im Schnitt mit einem Betrag von 30.000 Euro kalkuliert. Insgesamt werden folglich Sachkosten in Höhe von 1.170.000,00 € eingespart.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
37	-1220	46,50	-20.000	-34.983,50	-740.000,00
39	-1220	46,50	-30.000	-36.874,50	-1.170.000,00
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**-71.858,00 €**	**-1.910.000,00 €**

26) Änderung des Bundesbedarfsplangesetztes

a) Der Bundesnetzagentur wird die Zuständigkeit für 16 weitere Leitungsvorhaben übertragen. Der Erfüllungsaufwand bei der Bundesnetzagentur bestimmt sich maßgeblich regelhaft nach den durchzuführenden Genehmigungsverfahren der Bundesfachplanung und Planfeststellung. Aufgrund der Individualität und Komplexität der einzelnen Vorhaben, die erst im Rahmen der Aufgabenwahrnehmung genau sichtbar werden, kann der Aufwand hier nur gebündelt kalkuliert werden. In Summe fallen mit diesem Gesetz 4.474 neue Leitungskilometer in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur.

Unter Berücksichtigung der gesetzlichen Verfahrenserleichterungen, wie beispielsweise des regelhaften Wegfalls der Bundesfachplanung, sowie Anrechnung sämtlicher Synergieeffekte und freiwerdenden Personalkapazitäten durch Abschluss anderer Leitungsvorhaben, geht die Bundesnetzagentur von einem zusätzlichen Personalaufwand in Höhe von 842 Stunden pro 50 Leitungskilometern (neu) aus. Somit ergibt sich ein zusätzlicher Aufwand von rund 75 342 Arbeitsstunden jährlich.

Dabei wird davon ausgegangen, dass der Anteil an Bearbeiterinnen und Bearbeitern aus dem höheren Dienst bei etwa 63 Prozent, aus dem gehobenen Dienst bei 27 Prozent und aus dem mittleren Dienst bei 10 Prozent liegt. Unter Berücksichtigung des jeweiligen Stundensatzes der Verwaltung gemäß des Leitfaden DESTATIS 2022 ergibt sich ein Erfüllungsaufwand insgesamt für alle neu hinzugekommenen Vorhaben jährlich in Höhe von ca. 4 547 000 Euro jährlich.

Es wird hier eine jährliche Betrachtung zugrunde gelegt, da die Stellen dauerhaft geschaffen werden und davon ausgegangen wird, dass im Rahmen der kontinuierlichen Bedarfsplanung nach den §§ 12a bis 12e EnWG weitere Aufgaben auf die Bundesnetzagentur zukommen werden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwand der Verwaltung:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1	47.465	70,50	-	3.346.283	-
1	20.342	46,50	-	945.903	-
1	7.534	33,80	-	254.649	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**4.546.835**	-

b) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz ist für das Netzausbau-Controlling für insgesamt 58 weitere Leitungsvorhaben zuständig. Aufgrund der Individualität und Komplexität der einzelnen Vorhaben, die erst im Rahmen der Aufgabenwahrnehmung genau sichtbar werden, kann der Aufwand hier nur gebündelt kalkuliert werden. Unter Berücksichtigung des jeweiligen Stundensatzes der Verwaltung gemäß des Leitfaden DESTATIS 2022 ergibt sich ein Erfüllungsaufwand von jährlich 3200 Stunden im höheren Dienst zu einem Stundensatz von 70,50 EUR. Dadurch ergeben sich insgesamt für alle neu hinzugekommenen Vorhaben jährlich Personalkosten in Höhe von 225.600 Euro.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1	3200	70,50	-	225.600	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**225.600**	-

27) § 33 Abs. 1 Nr. 1 MsbG - Festlegung zur Aufhebung, Anpassung oder Neufestlegung bei Preisobergrenzen, Vermutungstatbeständen

Mit dem Gesetz werden die Kostenregelungen, welche seit 2016 unverändert bestanden, auf Basis des Digitalisierungsberichts des Bundeswirtschaftsministeriums nach § 48 MsbG angepasst und so die Wirtschaftlichkeit des Smart-Meter-Rollouts deutlich verbessert. Gleichwohl wird es künftig einer stärkeren Beobachtung der Marktentwicklung durch die Bundesnetzagentur bedürfen, woraus neue Aufgaben für diese erwachsen. Eine zukünftige Anpassung bzw. Neufestlegung der Preisobergrenzen für die Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen für verschiedene Anwendungsfälle (Anlagen zur Erzeugung, steuerbare Verbrauchseinrichtungen, weitere Pflichteinbaufälle bzw. optionale Einbaufälle) sowie modernen Messeinrichtungen könnte gemäß § 33 Absatz 2 auf den Analysen und Berichten des BMWK nach § 48 Absatz 1 Nummer 3 aufsetzen, welche insbesondere eine Kosten-Nutzen-Analyse der Preisobergrenzen umfassen. Dennoch entsteht für die Bundesnetzagentur regelmäßiger und laufender Aufwand. Um Effizienzen zu heben, bedarf es einer regelmäßigen Überprüfung der Preisobergrenzene. Eine Beteiligung der Netzbetreiber an den Entgelten für Standard- bzw. Zusatzleistungen bringt entsprechend Festlegungs- und wiederkehrenden Prüfungsaufwand zur Anerkennung der Kosten der Netzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung mit sich, ermöglicht aber gleichzeitig auch Synergien zwischen den bereits bestehenden Regelungsbefugnissen der Bundesnetzagentur.

Zusätzlich wird geschätzt, dass ein jährlicher Sachaufwand von 75.000 Euro entsteht.

Anpassung – wird durch die elektronische Fassung ersetzt

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fall-zahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**
Vorermittlungen, unter Berücksichtigung der Analysen und Berichte des BMWK nach § 48 MsbG	0,25	40.000	70,5	11.750
	0,25	10.000	46,5	1.938
	0,25	3.000	33,8	423
Formalia (§§ 66, 29 i.V.m. jew. EGL, 60a, 74, 91 etc.)	0,25	976	70,5	287
	0,25	976	46,5	189
	0,25	200	33,8	28
Konsultation bzw. Anhörung (§ 67 I EnWG)	0,25	90.000	70,5	26.438
	0,25	45.000	46,5	8.719
	0,25	10.000	33,8	1.408
Erarbeiten eines Regelungsentwurfs (§§ 68 ff.)	0,25	110.000	70,5	32.313
	0,25	30.000	46,5	5.813
	0,25	3.514	33,8	495
Beschlussfertigung (§ 73 I)	0,25	20.000	70,5	5.875
	0,25	10.000	46,5	1.938
	0,25	0	33,8	0
Vollstreckung des Beschlusses sicherstellen (§ 94)	0,25	5.000	70,5	1.469
	0,25	10.000	46,5	1.938
	0,25	10.000	33,8	1.408
Anerkennung der Kosten	0,25	80.000	70,5	23.500
	0,25	20.000	46,5	3.875
	0,25	16.000	33,8	2.253
Begleitung von Klageverfahren	0,25	10.000	70,5	2.938
	0,25	3.000	46,5	581
	0,25	0	33,8	0
Zwischensumme				135.573

28) § 33 Abs. 1 Nr. 2 MsbG - Festlegungen der Bundesnetzagentur zur Ermittlung besonderer Kostenbelastungen einzelner Auffangmessstellenbetreiber

Durch § 11 des Messstellenbetriebsgesetzes wurde die Rolle des „Auffangmessstellenbetreibers“ geschaffen. Ist ein grundzuständiger Messstellenbetreiber dauerhaft nicht mehr in der Lage, den

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

zuverlässigen technischen Messstellenbetrieb zu gewährleisten, hat derjenige grundzuständige Messstellenbetreiber, der nach den aktuellsten der Bundesnetzagentur zur Erstellung ihres Monitoring-Berichts nach § 35 des Energiewirtschaftsgesetzes vorliegenden Daten bundesweit die meisten intelligenten Messsysteme in absoluten Zahlen betrieben hat (Auffangmessstellenbetreiber), den Messstellenbetrieb für alle Messstellen zunächst mit Notfallmaßnahmen sicherzustellen und dies der Bundesnetzagentur unverzüglich anzuzeigen. Die Aufgabe des Auffangmessstellenbetreibers bedarf daher des Tätigwerdens in fremden Netzgebieten. Da die Netzgebiete erheblich von eigenen Strukturen geprägt sind, erfordert ein Tätigwerden des Auffangmessstellenbetreibers den grundlegenden Aufbau und der laufenden Vorhaltung neuer, eigener Prozesse und IT-Strukturen und ist zudem mit einem relevanten Kosten- und Zeitaufwand verbunden. Die Bundesnetzagentur kann nunmehr eine Festlegung zur Ermittlung dieser besonderen Kostenbelastungen des Auffangmessstellenbetreibers treffen. Dafür bedürfte es einer umfassenden Begutachtung des Aufgabenumfangs und einer Ermittlung der daraus resultierenden Mehrkosten für den Auffangmessstellenbetreiber.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Vorermittlungen	0,50	20.000	70,5	11.750
	0,50	5.000	46,5	1.938
	0,50	3.000	33,8	845
Formalia (§§ 66, 29 i.V.m. jew. EGL, 60a, 74, 91 etc.)	0,50	976	70,5	573
	0,50	976	46,5	378
	0,50	200	33,8	56
Konsultation bzw. Anhörung (§ 67 I EnWG)	0,50	90.000	70,5	52.875
	0,50	45.000	46,5	17.438
	0,50	10.000	33,8	2.817
Erarbeiten eines Regelungsentwurfs (§§ 68 ff.)	0,50	80.000	70,5	47.000
	0,50	30.000	46,5	11.625
	0,50	3.514	33,8	990
Beschlussfertigung (§ 73 I)	0,50	20.000	70,5	11.750
	0,50	10.000	46,5	3.875
	0,50	0	33,8	0
Vollstreckung des Beschlusses sicherstellen (§ 94)	0,50	35.000	70,5	20.563
	0,50	10.000	46,5	3.875
	0,50	10.000	33,8	2.817
Hilfestellung bei Umsetzung der Festlegung	0,50	10.000	70,5	5.875
	0,50	5.000	46,5	1.938

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

	0,50	6.000	33,8	1.690
Begleitung von Klageverfahren	0,50	10.000	70,5	5.875
	0,50	3.000	46,5	1.163
	0,50	0	33,8	0
Summe				207.703

29) § 45 Abs. 1 MsbG - Überprüfung der gesetzlichen Einbauquoten

Mit den Änderungen in § 45 Absatz 1 werden die zeitlichen und quotalen Vorgaben an den grundzuständigen Messstellenbetreiber im Rahmen des Pflichtrollouts nach § 29 Absatz 1 und 2 angepasst. Insbesondere wird dem Umstand Rechnung getragen, dass nunmehr auch Steuerungseinrichtungen teilweise verpflichtend eingebaut werden müssen. Nach § 45 Absatz 1 Nummer 2 müssen grundzuständige Messstellenbetreiber nunmehr 90 Prozent der installierten Leistung der in den jeweiligen im Gesetz benannten Ein- bzw. Zweijahresscheiben neu in Betrieb genommenen EE-Anlagen ausstatten. Zudem muss der Messstellenbetreiber bis zum 31.12.2032 mindestens 90 Prozent aller auszustattenden Messstellen mit intelligenten Messsystemen ausstatten.

Die Bundesnetzagentur kann diese Quoten überprüfen und ggfs. die Einhaltung durch Einleitung von Aufsichtsmaßnahmen durchsetzen. Für die Bundesnetzagentur bedingen die Änderungen eine zwingende Anpassung und Umstellung ihrer Prozesse zur Abfrage und Überprüfung der Rolloutquoten.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Erstellung der Fragenbögen Monitoring	1,00	0	70,5	0
	1,00	120	46,5	93
	1,00	0	33,8	0
Erstellung und Versendung Briefe zur Ausstattungsverpflichtung	900,00	5	70,5	5.288
	900,00	0	46,5	0
	900,00	10	33,8	5.070
Auswertung und Bearbeitung von Rückfragen	50,00	60	70,5	3.525
	50,00	30	46,5	1.163
	50,00	0	33,8	0
Auswertung der Daten /Errechnung der Quote	900,00	0	70,5	0
	900,00	5	46,5	3.488
	900,00	0	33,8	0
Nachverfolgung bei Nichterfüllung	100,00	750	70,5	88.125
	100,00	150	46,5	11.625
	100,00	120	33,8	6.760

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Durchsetzung und Zwangsmaßnahmen	10,00	600	70,5	7.050
	10,00	0	46,5	0
	10,00	0	33,8	0
Fachliche Unterstützung Klageverfahren	5,00	600	70,5	3.525
	5,00	0	46,5	0
	5,00	0	33,8	0
Summe				135.711

30) § 47 Abs. 3 MsbG - Festlegungen der Bundesnetzagentur zur Gewährleistung einer sicheren Datenkommunikation

Die Datenkommunikation obliegt grundsätzlich dem Ermessen des jeweiligen grundzuständigen Messstellenbetreibers. Mit dem neu eingefügten § 47 Absatz 3 Nummer 2 erhält die BNetzA die Befugnis, per Festlegung die Digitalisierung der Energiewende durch die schwarzfallrobuste Anbindung von Netzanschlüssen abzusichern. Die Festlegungskompetenz umfasst u.a. im Benehmen mit dem BSI Regelungen zu energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuerungsvorgängen sowie zur Absicherung von Weitverkehrsanbindungen zu treffen. Es sieht außerdem vor Festlegungen zu treffen, die bestimmen, welche relevanten Vorgänge schwarzfallfeste Kommunikationsanbindungen nutzen müssen oder welche Voraussetzungen für die schwarzfallrobuste Ausgestaltung von Messstellen vorliegen müssen. Zudem können auch besondere Kostenregelungen für den Ausbau, Betrieb und die Wartung der Infrastruktur der schwarzfallrobusten Anbindung getroffen werden. Zur Beurteilung des Bedarfs von schwarzfallfester Kommunikation bedarf es einer umfassenden Begutachtung der Frage, in welchen Fällen eine schwarzfallrobuste Kommunikation dringend erforderlich ist, ggfs. auch unter Einbeziehung eines Gutachters. Zudem bedarf es auch einer Analyse der Kosten zu Kosten für den Ausbau, Betrieb und Wartung der betroffenen Infrastruktur.

Zusätzlich wird geschätzt, dass für Gutachterkosten zu den Voraussetzungen und Umfang ein einmaliger Erfüllungsaufwand von 500.000 Euro in Form von Sachkosten entsteht.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Vorermittlungen	3,00	2.000	70,5	7.050
	3,00	15.000	46,5	34.875
	3,00	3.000	33,8	5.070
Formalia (§§ 66, 29 i.V.m. jew. EGL, 60a, 74, 91 etc.)	3,00	976	70,5	3.440
	3,00	976	46,5	2.269
	3,00	200	33,8	338
Konsultation bzw. Anhörung (§ 67 I EnWG)	3,00	30.000	70,5	105.750
	3,00	15.000	46,5	34.875
	3,00	3.000	33,8	5.070

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Erarbeiten eines Regelungsentwurfs (§§ 68 ff.)	3,00	60.000	70,5	211.500
	3,00	3.000	46,5	6.975
	3,00	1.000	33,8	1.690
Beschlussfertigung (§ 73 I)	3,00	40.000	70,5	141.000
	3,00	3.000	46,5	6.975
	3,00	0	33,8	0
Vollstreckung des Beschlusses sicherstellen (§ 94)	3,00	15.000	70,5	52.875
	3,00	8.000	46,5	18.600
	3,00	1.000	33,8	1.690
Hilfestellung bei Umsetzung der Festlegung	3,00	2.000	70,5	7.050
	3,00	15.000	46,5	34.875
	3,00	2.000	33,8	3.380
Summe				685.348

31) §§ 8a bis 8d EEG – Informationspflichten und Kommunikation bei Netzanschlussbegehren

Die in den neuen §§ 8a bis 8d EEG neu eingefügten Regelungen stellen für den Anschluss von EE-Anlagen einen Gleichlauf zu den in § 17a EnWG neu eingefügten Fristen her. Auch über diese Normen hat die Bundesnetzagentur die Aufsicht nach § 85 Abs. 3 EEG, §§ 65ff. EnWG. Bei Verstößen eröffnet die Bundesnetzagentur ggf. ein formelles Aufsichtsverfahren und führt die bereits bezeichneten Schritte durch.

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass ungefähr fünf Aufsichtsverfahren bei Verstößen gegen die neuen Regelungen in den §§ 8a bis 8d EEG-E pro Jahr zu erwarten sind. Diese Fallzahl beruht zum einen auf der Annahme, dass (auch dauerhaft) mindestens 1-2% der Netzbetreiber pro Jahr die Regelungen der §§ 8a bis 8d EEG-E im aktuellen und zu erwartenden Marktumfeld (Fachkräftemangel, IT-Problemen, deutlicher Anstieg der EE-Netzanschlusszahlen) nicht einhalten werden. Ferner können Netzanschlusspetenten aufgrund der ausdrücklichen Vorgaben Fristen- und damit Gesetzesverstöße klar feststellen. Daher wird durch die Regelung die Erwartungshaltung der Anschlusspetenten geweckt, dass die Bundesnetzagentur Aufsichtsmaßnahmen gegen die Netzbetreiber ergreift.

Basierend auf Erfahrungswerten aus dem bisherigen § 8 EEG hat die Bundesnetzagentur im Jahr 2023/2024 eine vergleichbare Zahl von Netzbetreibern um Stellungnahme zur Netzanschlusssituation gebeten, die Stellungnahmen gesichtet und anschließend Gespräche geführt, da die Beschwerden zum Netzanschlussprozess von EE-Anlagen deutlich angestiegen waren. In einigen Fällen wurde ein quartalsweises Reporting vereinbart, um den Abbau der aufgestauten Netzanschlussbegehren zu überwachen.

Durch die Änderungen im Gesetz (Einführung von kürzeren Fristen, detaillierte Beschreibung des Verfahrensablaufs, Rechtsfolgen bei Fristüberschreitung, etc.) sinkt das behördliche Aufgreifermessen. Dies führt dazu, dass die Bundesnetzagentur in der Folge mehr Anhörungen und Aufsichtsmaßnahmen im Vergleich zur vorherigen Rechtslage ergreifen muss.

Der geschätzte Aufwand bezieht sich auf den anfänglichen jährlichen Erfüllungsaufwand. Nach einigen Jahren dürfte sich der Aufwand voraussichtlich reduzieren.

Anfänglicher jährlicher Erfüllungsaufwand:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

	Fallzahl	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Std. (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sach-aufwand (in Euro)**
Vorermittlungen	5,00	1.375	70,5	8.078	-
	5,00	1.000	46,5	3.875	-
	5,00	263	33,8	740	-
Formalia	5,00	625	70,5	3.672	-
	5,00	531	46,5	2.058	-
	5,00	94	33,8	265	-
Prüfung des Gesetzesverstoßes	5,00	1.500	70,5	8.813	-
	5,00	1.125	46,5	4.359	-
	5,00	350	33,8	986	-
Beschlussfertigung	5,00	1.375	70,5	8.078	-
	5,00	875	46,5	3.390	-
	5,00	250	33,8	704	-
Umsetzung, Vollstreckung, Gebühren	5,00	250	70,5	1.469	-
	5,00	213	46,5	825	-
	5,00	250	33,8	704	-
Summe				**48.016**	

32) § 8e (neu) EEG – Reservierung von Netzanschlusskapazität

Der neu eingefügte § 8e Abs. 2 EEG gibt den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen auf, gemeinsame Kriterien für die Reservierung von Netzanschlusskapazität zu erarbeiten und der Bundesnetzagentur zur Bestätigung vorzulegen. Die Bundesnetzagentur kann diesen Prozess koordinieren, indem sie Vorgaben zu Form und Frist für das Verfahren macht. Da die Norm die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen gesamthaft verpflichtet, ist davon auszugehen, dass die Bundesnetzagentur bereits eine wichtige Rolle bei der Koordinierung spielen muss. Dazu muss sie mehrere Termine mit Verbänden (sowohl Netzbetreiber-seitig also auch mit den betroffenen Anlagenbetreibern) sowie Workshops durchführen. Die so erstellten Kriterien müssen der Bundesnetzagentur innerhalb von neun Monaten vorgelegt werden. Die Bundesnetzagentur sichtet und bewertet diese. Mögliche Änderungsverlangen sind gegenüber den Netzbetreibern zu fordern und müssen nach Prüfung der überarbeiteten Kriterien erneut bewertet und mit der Branche besprochen werden. Anschließend muss die Bundesnetzagentur den Verwaltungsakt zur Bestätigung der Kriterien für den Kapazitätsreservierungsmechanismus erarbeiten. Das bedeutet, dass weitere Anhörungen durchzuführen und die Stellungnahmen einzuarbeiten sind. Anschließend finalisiert die Bundesnetzagentur die Entscheidung und veröffentlicht sie.

Dieses Verfahren wird auch nach Erlass der Bestätigung (Verwaltungsakt) zu weiterem Aufwand bei der Bundesnetzagentur führen. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass die Festlegung der Kriterien eine große

…ssung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zahl an verschiedenen Interessen zueinander bringen muss. Auch ist durch Anlagenbetreiber und Bürger und Bürgerinnen mit einer verstärkten Zahl an Anfragen zu den Kriterien zu rechnen, welche in der Bundesnetzagentur zu bearbeiten sind.

Im Zeitverlauf kommt der Bundesnetzagentur die Aufgabe zu, die Einhaltung der bestätigten Kriterien bei über 800 Verteilernetzbetreibern zu überwachen. Damit einher gehen mögliche Aufsichtsverfahren.

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass ungefähr fünf Aufsichtsverfahren bei Verstößen gegen die neuen Regelungen im § 8e EEG-E pro Jahr zu erwarten sind. Diese Annahme beruht zum einen auf der Annahme, dass es mindestens bei 1% der Netzbetreiber pro Jahr zu Streitigkeiten über die Einhaltung der Kriterien zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern kommen wird und die Bundesnetzagentur als aufsichtsführende Behörde um die Eröffnung eines Aufsichtsverfahrens gebeten wird. Hierbei sind Netzanschlusszahlen für Biomasse-, Solar- und Windanlagen > 135 kW in 2023 iHv rund 5.700 zugrunde gelegt worden, bei denen der neue Reservierungsprozess zur Anwendung kommen soll. Bereits heute beschreiten Anlagenbetreiber den Zivilrechtsweg bei Streitigkeiten zu den bisher nicht gesetzlich geregelten Reservierungsverfahren der Netzbetreiber durch alle Instanzen. Bei steigenden EE-Zubauzahlen und knapper werdenden Netzkapazitäten ist davon auszugehen, dass es auch in Zukunft zu Konflikten zu den Einzelheiten der Reservierungsverfahren kommen wird.

Der geschätzte Aufwand bezieht sich auf den anfänglichen jährlichen Erfüllungsaufwand. Nach einigen Jahren dürfte sich der Aufwand voraussichtlich reduzieren.

Anfänglicher jährlicher Erfüllungsaufwand:

	Fallzahl	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Std. (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sach-aufwand (in Euro)**
Beantwortung von Anfragen zu den Kriterien	100,00	60	70,5	7.050	
	100,00	120	46,5	9.300	
	100,00	0	33,8	0	
Überwachung der Einhaltung der Kriterien	50,00	360	70,5	21.150	
	50,00	360	46,5	13.950	
	50,00	0	33,8	0	
Aufsichtsverfahren: Vorermittlungen	5,00	3500	70,5	20.562	
	5,00	2975	46,5	11.528	
	5,00	525	33,8	1.478	
Aufsichtsverfahren: Formalia	5,00	500	70,5	2.938	
	5,00	425	46,5	1.647	
	5,00	188	33,8	528	
Aufsichtsverfahren: Prüfung des Gesetzesverstoßes	5,00	6000	70,5	35.250	
	5,00	3750	46,5	14.531	
	5,00	1125	33,8	3.169	

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Gesetzesverstoßes					
Aufsichtsverfahren: Beschlussfertigung	5,00	4.000	70,5	23.500	
	5,00	2.000	46,5	7.750	
	5,00	600	33,8	1690	
Aufsichtsverfahren: Umsetzung, Vollstreckung, Gebühren	5,00	500	70,5	2.938	
	5,00	425	46,5	1.647	
	5,00	75	33,8	211	
Summe				**180.817**	

Einmaliger Erfüllungsaufwand

	Fallzahl	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**	**Sach-aufwand (in Euro)**
Begleitung des Erarbeitungs-prozesses der Branche. Termine mit Verbänden (Netzbetreiber, Anlagenbetreiber), mehrere Workshops)	1	36.000	70,5	42.300	-
	1	24.000	46,5	17.600	-
	1	0	33,8	0	-
Prüfen der Kriterien - Sichten, Bewerten, Kritisieren	1	18.000	70,5	21.150	-
	1	6000	46,5	4.650	-
	1	0	33,8	0	-
Prüfen der Kriterien - Rücksprache mit der Branche	1	10.000	70,5	11.750	-
	1	4.500	46,5	3.488	-
	1	0	33,8	0	-
Prüfen der Kriterien - Erstellen von Änderungs-verlangen	1	18.000	70,5	21.150	-
	1	4.500	46,5	3.488	-
	1	0	33,8	0	-
	1	18.000	70,5	21.150	-
	1	4.500	46,5	3.488	-

Vorabfassung – wird die lektorierte Fassung ersetzt

Prüfen der Kriterien - Prüfen der geänderten Kriterien	1	0	33,8	0	-
Erarbeitung der Bestätigung - Anhörung	1	10.000	70,5	11.750	-
	1	4.500	46,5	3.488	-
	1	0	33,8	0	-
Erarbeitung der Bestätigung - Einarbeitung der Stellungnahmen	1	10.000	70,5	11.750	-
	1	4.500	46,5	3.488	-
	1	0	33,8	0	-
Erarbeitung der Bestätigung- Finalisierung und Veröffentlichung	1	10.000	70,5	11.750	-
	1	4.500	46,5	3.488	-
	1	0	33,8	0	-
Summe				**195.928**	

33) § 85 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe c) EEG - Ausdehnung der Überwachungskompetenz der BNetzA auf Zahlungen nach § 6 Absatz 5 EEG

Aus der Gesetzesänderung folgt unmittelbar kein neuer bzw. zusätzlicher Erfüllungsaufwand bei der Bundesnetzagentur. Es wird lediglich der Rahmen der Überwachungsbefugnis der Bundesnetzagentur erweitert. Ob und in welcher Form die Bundesnetzagentur diese Befugnis ausübt, ist in ihr Ermessen gestellt. Insbesondere ist eine Überwachung im Rahmen bestehender Kontrollen der Bundesnetzagentur denkbar.

34) § 85 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe c) EEG

Mit der neu eingefügten Überwachungskompetenz nach § 85 Abs. 1 Nr. 3 c) EEG erhält die Bundesnetzagentur die Möglichkeit die Zahlungen von Verteilnetzbetreibern an Anlagenbetreiber, die für die tatsächlich eingespeiste Strommenge und für die fiktive Strommenge nach Nummer 7.2 der Anlage 2, für die Betreiber von Windenergieanlagen an Land oder Freiflächenanlagen eine finanzielle Förderung nach dem EEG oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung in Anspruch genommen haben und für die sie Zahlungen nach § 6 EEG im Vorjahr an die Gemeinden oder Landkreise geleistet haben, im Rahmen der Endabrechnung zu überwachen.

Hier ist mit einer Reihe von Anfragen von VNB und Anlagenbetreibern zu rechnen, da dies bereits im vergangenen Jahr zu Streitigkeiten geführt hat. Es wird geschätzt, dass jährlich ein Aufsichtsverfahren zu führen ist, die Zahlungen nicht korrekt erfolgen oder nicht korrekt im Wälzungsmechanismus verbucht werden

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**
	25,00	30	70,5	881

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

'Beantwortung von (Rechts-)fragen Dritter (ABR, VNB) - komplex	25,00	0	46,5	0
	25,00	0	33,8	0
'Beantwortung von (Rechts-)fragen Dritter (ABR, VNB) - einfach	50,00	0	70,5	0
	50,00	30	46,5	1.163
	50,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nicht eingehalten werden - Vorermittlung	1,00	4.880	70,5	5.734
	1,00	488	46,5	378
	1,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nicht eingehalten werden - Formalien	1,00	488	70,5	573
	1,00	244	46,5	189
	1,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nicht eingehalten werden - Prüfung Verstoß gegen Festlegung	1,00	1.952	70,5	2.294
	1,00	488	46,5	378
	1,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nicht eingehalten werden - Beschlussfertigung	1,00	4.880	70,5	5.734
	1,00	0	46,5	0
	1,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nicht eingehalten werden - Umsetzung, Vollstreckung Gebühren	1,00	122	70,5	143
	1,00	488	46,5	378
	1,00	0	33,8	0
Summe				17.846

35) § 85 Abs. 2 Nr. 2 EEG

Die Bundesnetzagentur kann nach § 85 Abs. 2 Nr. 2 EEG eine Festlegung zur Nachweisführung zu den Vorgaben zu Direktvermarktung nach § 10 b Abs. 5 EEG treffen. Dies soll sicherstellen, dass die Anforderungen der Netzbetreiber zur Überprüfung der Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmen vereinheitlicht werden und einfach umsetzbare und für das Massengeschäft taugliche Nachweise verlangt werden. Hier müssen die von der Branche erarbeitete Vorgaben überprüft und ggfs eine Festlegung getroffen werden. Aus der Festlegung folgt die Überwachung der Einhaltung der Regelungen in der Praxis. Es wird angenommen, dass eine Reihe von Anfragen von VNB und Anlagenbetreibern zur Nachweisführung erfolgen wird und jährlich ein Aufsichtsverfahren zu führen ist, wenn die Vorgaben aus der Festlegung nicht eingehalten werden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**
Vollstreckung des Beschlusses sicherstellen (§ 94)	1,00	683	70,5	803
	1,00	98	46,5	76
	1,00	195	33,8	110
Anfragen zu der Festlegung bearbeiten	50,00	30	70,5	1.763
	50,00	30	46,5	1.163
	50,00	98	33,8	2.749
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Vorermittlung	1,00	4.880	70,5	5.734
	1,00	488	46,5	378
	1,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Formalien	1,00	488	70,5	573
	1,00	244	46,5	189
	1,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Prüfung Verstoß gegen Festlegung	1,00	1.952	70,5	2.294
	1,00	488	46,5	378
	1,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Beschlussfertigung	1,00	4.880	70,5	5.734
	1,00	0	46,5	0
	1,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Umsetzung, Vollstreckung Gebühren	1,00	122	70,5	143
	1,00	488	46,5	378
	1,00	0	33,8	0
Summe				22.464

Einmaliger Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall**	**Lohnsatz pro Stunde**	**Personal-aufwand**

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

		(in Minuten)	**(in Euro)**	**(in Euro)**
Vorermittlungen	1	7.174	70,5	8.429
	1	2.050	46,5	1.588
	1	1.025	33,8	577
Formalia (§§ 66, 29 i.V.m. jew. EGL, 60a, 74, 91 etc.)	1	244	70,5	287
	1	293	46,5	227
	1	439	33,8	247
Konsultation bzw. Anhörung (§ 67 I EnWG)	1	5.392	70,5	6.336
	1	1.659	46,5	1.286
	1	1.244	33,8	701
Erarbeiten eines Regelungsentwurfs (§§ 68 ff.)	1	15.226	70,5	17.890
	1	4.685	46,5	3.631
	1	3.514	33,8	1.979
Beschlussfertigung (§ 73 I)	1	7.808	70,5	9.174
	1	1.952	46,5	1.513
	1	0	33,8	0
Summe				53.866

36) § 85 Abs. 2 Nr. 5 EEG

Die Bundesnetzagentur kann nach § 85 Abs. 2 Nr. 5 EEG eine Festlegung zur standardisierten und massengeschäftstauglichen Abwicklung der Direktvermarktung nach § 10b EEG treffen. Die umfassende Festlegungskompetenz umfasst dabei Auslegungs- und Prozessfragen zu den übrigen Regelungen des EEG und soll Unklarheiten und Abwicklungsproblem im Markt beseitigen. Die möglichen Regelungsgegenstände sind weit gefasst und komplex. Es wird außerdem angenommen, dass zu dieser Festlegung eine beträchtliche Anzahl an Fragen von Anlagenbetreibern, Direktvermarktern und VNB zu bearbeiten sein werden und jährlich fünf Aufsichtsverfahren zu führen sind, wenn sich Beschwerden häufen.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Vollstreckung des Beschlusses sicherstellen (§ 94)	1,00	683	70,5	803
	1,00	98	46,5	76
	1,00	195	33,8	110
Anfragen zur Festlegung bearbeiten	50,00	90	70,5	5.288
	50,00	90	46,5	3.488
	50,00	98	33,8	2.749
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Vorermittlung	5,00	4.880	70,5	28.670
	5,00	488	46,5	1.891
	5,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Formalien	5,00	488	70,5	2.867
	5,00	244	46,5	946
	5,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Prüfung Verstoß gegen Festlegung	5,00	1.952	70,5	11.468
	5,00	488	46,5	1.891
	5,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Beschlussfertigung	5,00	4.880	70,5	28.670
	5,00	0	46,5	0
	5,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Umsetzung, Vollstreckung Gebühren	5,00	122	70,5	717
	5,00	488	46,5	1.891
	5,00	0	33,8	0
Summe				91.525

Einmaliger Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Vorermittlungen	1	7.174	70,5	8.429
	1	2.050	46,5	1.588
	1	1.025	33,8	577
Formalia (§§ 66, 29 i.V.m. jew. EGL, 60a, 74, 91 etc.)	1	244	70,5	287
	1	293	46,5	227
	1	439	33,8	247

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Konsultation bzw. Anhörung (§ 67 I EnWG)	1	5.392	70,5	6.336
	1	1.659	46,5	1.286
	1	1.244	33,8	701
Erarbeiten eines Regelungsentwurfs (§§ 68 ff.)	1	15.226	70,5	17.890
	1	4.685	46,5	3.631
	1	3.514	33,8	1.979
Beschlussfertigung (§ 73 I)	1	7.808	70,5	9.174
	1	1.952	46,5	1.513
	1	0	33,8	0
Summe				53.866

37) § 85 Abs. 2 Nr. 12 EEG

Die Bundesnetzagentur kann gemäß § 85 Abs. 2 Nr. 12 EEG eine Festlegung treffen mit der festgestellt wird, dass Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 2 kW mit hinreichenden technischen Ausstattung versehen sind und die Abrechnungsprozesse der Netzbetreiber hinreichend massengeschäftstauglich und digitalisiert sind, um eine Anwendbarkeit des § 51 Absatz 1 bei diesen Anlagen mit angemessenem Aufwand abzubilden, so dass auch diese Anlagenkategorie zukünftig in das System des schrittweisen Auslaufens der Förderung in Zeiten negativer Spotmarktpreiseeingegliedert werden können. Hierzu ist insbesondere die Analyse

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**
Vollstreckung des Beschlusses sicherstellen (§ 94)	1,00	4.880	70,5	5.734
	1,00	488	46,5	378
	1,00	0	33,8	0
Anfragen Dritter zu Festlegung bearbeiten	50,00	15	70,5	881
	50,00	15	46,5	581
	50,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Vorermittlung	1,00	4.880	70,5	5.734
	1,00	488	46,5	378
	1,00	0	33,8	0
	1,00	488	70,5	573
	1,00	244	46,5	189

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Formalien	1,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Prüfung Verstoß gegen Festlegung	1,00	1.952	70,5	2.294
	1,00	488	46,5	378
	1,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Beschlussfertigung	1,00	4.880	70,5	5.734
	1,00	0	46,5	0
	1,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Umsetzung, Vollstreckung Gebühren	1,00	122	70,5	143
	1,00	488	46,5	378
	1,00	0	33,8	0
Summe				23.377

Einmaliger Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Vorermittlungen	1	7.174	70,5	8.429
	1	2.050	46,5	1.588
	1	1.025	33,8	577
Formalia (§§ 66, 29 i.V.m. jew. EGL, 60a, 74, 91 etc.)	1	244	70,5	287
	1	293	46,5	227
	1	439	33,8	247
Konsultation bzw. Anhörung (§ 67 I EnWG)	1	5.392	70,5	6.336
	1	1.659	46,5	1.286
	1	1.244	33,8	701
Erarbeiten eines Regelungsentwurfs (§§ 68 ff.)	1	15.226	70,5	17.890
	1	4.685	46,5	3.631
	1	3.514	33,8	1.979
Beschlussfertigung (§ 73 I)	1	7.808	70,5	9.174
	1	1.952	46,5	1.513
	1	0	33,8	0

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Summe	53.866

38) § 85 Abs. 2 Nr. 13 EEG

Die BNetzA erhält mit der Regelung in § 85 Abs. 2 Nr. 13 EEG die Festlegungskompetenz zur Anpassung des Faktors nach § 51a Abs. 1a S. 2 EEG, der im Gesetz mit 0,5 angesetzt wurde. Dieser Faktor ist relevant, um im Rahmen der Ermittlung des Zeitraums, um den sich der Vergütungszeitraum von Solaranlagen bei negativen Preisen verlängert, das anlagenspezifische Zeitkontingent in Form von Volllastviertelstundenäquivalenten zu ermitteln. Der Faktor berücksichtigt, dass PV-Anlagen zumeist wegen der Jahreszeit, dem Wolkenzug über den Tag, der Ausrichtung der Anlage und Verschattungen im Durchschnitt nur mit einer Leistung einspeisen, die einem Teil ihrer installierten Leistung entspricht. Die Bundesnetzagentur muss für die Festlegung zukünftige Datengrundlagen ermitteln und prüfen, um einen anderen Faktor festlegen zu können.

Es ist davon auszugehen, dass hierzu eine beträchtliche Anzahl von Anfragen eingehen wird, da Anlagenbetreiber die Kürzung und Verlängerung ihrer Förderung in Frage stellen werden. Weiter muss davon ausgegangen werden, dass nicht wenige Netzbetreiber Schwierigkeiten mit der Ermittlung der Zeiten mit negativen Preisen und der Verschiebung der entsprechenden Viertelstunden haben werden, so dass jährlich Aufsichtsverfahren zu führen sein werden.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Vollstreckung des Beschlusses sicherstellen (§ 94)	1,00	4.880	70,5	5.734
	1,00	488	46,5	378
	1,00	0	33,8	0
Anfragen Dritter zu Festlegung bearbeiten	50,00	30	70,5	1.763
	50,00	15	46,5	581
	50,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Vorermittlung	4,00	4.880	70,5	22.936
	4,00	488	46,5	1.513
	4,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Formalien	4,00	488	70,5	2.294
	4,00	244	46,5	756
	4,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Prüfung Verstoß gegen Festlegung	4,00	1.952	70,5	9.174
	4,00	488	46,5	1.513
	4,00	0	33,8	0
	4,00	4.880	70,5	22.936

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Beschlussfertigung	4,00	0	46,5	0
	4,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Umsetzung, Vollstreckung Gebühren	4,00	122	70,5	573
	4,00	488	46,5	1.513
	4,00	0	33,8	0
Summe				71.664

Einmaliger Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Vorermittlungen	1	7.174	70,5	8.429
	1	2.050	46,5	1.588
	1	0	33,8	0
Formalia (§§ 66, 29 i.V.m. jew. EGL, 60a, 74, 91 etc.)	1	244	70,5	287
	1	293	46,5	227
	1	0	33,8	0
Konsultation bzw. Anhörung (§ 67 I EnWG)	1	5.392	70,5	6.336
	1	1.659	46,5	1.286
	1	0	33,8	0
Erarbeiten eines Regelungsentwurfs (§§ 68 ff.)	1	15.226	70,5	17.890
	1	4.685	46,5	3.631
	1	0	33,8	0
Beschlussfertigung (§ 73 I)	1	7.808	70,5	9.174
	1	1.952	46,5	1.513
	1	0	33,8	0
Summe				50.361

Zusätzlich wird geschätzt, dass für Gutachterkosten zu den Voraussetzungen und Umfang ein einmaliger Erfüllungsaufwand von 250.000 Euro in Form von Sachkosten entsteht.

39) § 85 Abs. 2 Nr. 16 EEG

Die BNetzA erhält mit der Festlegungskompetenz nach § 85 Abs. 2 Nr. 1 EEG die Möglichkeit abweichend von den Vorgaben der EEV die Anforderungen an die Preissetzung zu preislimitierten Geboten zu

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

regeln, soweit sich Anhaltspunkte dafür ergeben haben, dass die Preissetzung anderer Marktteilnehmer zu deutlich höheren Preisen abgeschlossen wird als zu der in der EEV geregelten Preissetzung durch den Übertragungsnetzbetreiber. Dies betrifft insbesondere die Bestimmungen zur Anzahl und Aufteilung der Tranchen und die Preislimits in § 5 Absatz 2 EEV. Hierfür ist das Marktgeschehen zu überwachen und Marktanalysen vorzunehmen, um dann die Anforderungen an die Preissetzung zu preislimitierten Geboten ggfs abweichend von den Vorgaben der EEV festzulegen.

Es ist mit einer Reihe von Anfragen zu dieser Thematik zu rechnen. Weiterhin müssen Aufsichtsverfahren geführt werden, wenn die Vorgaben zur Preissetzung bei den limitierten Geboten nicht eingehalten werden.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Vollstreckung des Beschlusses sicherstellen (§ 94)	1,00	683	70,5	803
	1,00	98	46,5	76
	1,00	195	33,8	110
Anfragen Dritter zu Festlegung bearbeiten	50,00	30	70,5	1.763
	50,00	30	46,5	1.163
	50,00	30	33,8	845
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Vorermittlung	2,00	4.880	70,5	11.468
	2,00	488	46,5	756
	2,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Formalien	2,00	488	70,5	1.147
	2,00	244	46,5	378
	2,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Prüfung Verstoß gegen Festlegung	2,00	1.952	70,5	4.587
	2,00	488	46,5	756
	2,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Beschlussfertigung	2,00	4.880	70,5	11.468
	2,00	0	46,5	0
	2,00	0	33,8	0
Aufsichtsverfahren, falls Anforderungen nach der Festlegung nicht eingehalten werden - Umsetzung, Vollstreckung Gebühren	2,00	122	70,5	287
	2,00	488	46,5	756
	2,00	0	33,8	0
Überwachung Marktgeschehen	1,00	1.200	70,5	1.410

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

	1,00	600	46,5	465
	1,00	0	33,8	0
Summe				38.237

Einmaliger Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Beschlussfertigung (§ 73 I)	1	7.174	70,5	8.429
	1	2.050	46,5	1.588
	1	1.025	33,8	577
Formalia (§§ 66, 29 i.V.m. jew. EGL, 60a, 74, 91 etc.)	1	244	70,5	287
	1	293	46,5	227
	1	439	33,8	247
Konsultation bzw. Anhörung (§ 67 I EnWG)	1	5.392	70,5	6.336
	1	1.659	46,5	1.286
	1	1.244	33,8	701
Erarbeiten eines Regelungsentwurfs (§§ 68 ff.)	1	15.226	70,5	17.890
	1	4.685	46,5	3.631
	1	3.514	33,8	1.979
Beschlussfertigung (§ 73 I)	1	7.808	70,5	9.174
	1	1.952	46,5	1.513
	1	0	33,8	0
Summe				53.866

Darüber hinaus entsteht bei der Bundesnetzagentur ein Sachaufwand in Höhe von jährlich 30000 € für Gutachterkosten und von einmalig 100.000 € für Gutachterkosten. Die einmaligen Gutachterkosten sind erforderlich um das Marktgeschehen zu analysieren und festzustellen, ob die Voraussetzungen für die Ausübung der Festlegungskompetenz für die BNetzA vorliegen. Die jährlichen Gutachterkosten sind erforderlich, um das Marktgeschehen zu analysieren und zu überprüfen, ob die in der Festlegung getroffenen Annahmen weiterhin zutreffen.

40) §99a EEG 2023 - Streichung der Berichtpflicht (Fortschrittsbericht Windenergie an Land) (Informationspflicht)

Für den Bund reduziert sich mit der Streichung der jährlichen Berichtspflicht nach § 99a EEG 2023 der jährliche Erfüllungsaufwand um rund 19 000 Euro. Mit der Streichung entfällt die Erarbeitung und

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Abstimmung eines Berichts innerhalb der Bundesregierung, deren Personalaufwand auf 2 Personenmonaten (= 268 Stunden bzw.16 080 Minuten) im höheren Dienst (70,50 Euro pro Stunde) geschätzt wird.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwand der Verwaltung:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1	-16 080	70,50	0	-18.894	0
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				-18.894	0

41) § 4a EEV - Aufsicht über die Ermittlung der voraussichtlichen Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen

Der neue § 4a EEV verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber künftig, im Rahmen ihrer Prognose der Einspeisung des Stroms, welche der Vermarktung am Day-Ahead-Markt einer Strombörse nach § 2 Absatz 2 EEV zugrunde liegt, zusätzlich diejenigen Strommengen zu ermitteln, die in jeder Viertelstunde voraussichtlich durch fernsteuerbare Anlagen erzeugt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber können erklären, dass auch Anlagen, die noch nicht alle Anforderungen an eine vollständige Fernsteuerbarkeit erfüllen als solche gelten sollen. Hierüber soll die Bundesnetzagentur mittels einer Erklärung in Kenntnis gesetzt werden. Die ÜNB müssen jährlich Berichte vorlegen, sofern sie Anlagen nicht als fernsteuerbar erklären.

Weiterhin muss die BNetzA erarbeiten und mit den ÜNB konsultieren, welche Anforderungen an die Erklärungen und die jährlichen Berichte zu stellen sind. Die Erklärungen und Berichte müssen jährlich geprüft werden.

Es ist zu erwarten, dass hierzu eine Reihe von Rechtsfragen und Fragen von Anlagenbetreibern zu beantworten sind.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personal-aufwand (in Euro)**
Klärung und Beantwortung von Rechtsfragen zur Fernsteuerbarkeit von Anlagen iSd § 4a EEV	50,00	30	70,5	1.763
	50,00	0	46,5	0
	50,00	0	33,8	0
Klärung und Beantwortung von Rechtsfragen zur Fernsteuerbarkeit von Anlagen iSd § 4a EEV	25,00	0	70,5	0
	25,00	30	46,5	581
	25,00	0	33,8	0
Prüfung der ÜNB-Erklärung nach § 4a Abs. 3 (Erklärung zu Anlagen, die die Anforderungen nach Abs. 2 Nr. 2 nicht erfüllen, aber als solche gelten sollen). Einmalig für	4,00	976	70,5	4.587
	4,00	488	46,5	1.513
	4,00	0	33,8	0

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Bestandsanlagen, danach jährlich für alle Neuanlagen.				
Prüfung der ÜNB-Berichte (erstmals 01/2026, dann jährlich) zu den Hemnissen einer Erklärung nach § 4a Abs. 3 S. 1 inkl. Prüfung der genannten Handlungsoptionen sowie Maßnahmen und Zeitplänen zur Umsetzung der identifizierten Handlungsoptionen.	4,00	1.952	70,5	9.174
	4,00	976	46,5	3.026
	4,00	0	33,8	0
Summe				20.644

Einmaliger Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Erarbeitung der Anforderungen an ÜNB Erklärung und Berichte nach § 4a Abs. 3 EEV	1	4.880	70,5	5.734
	1	0	46,5	0
	1	0	33,8	0
Konsultation Anforderungen an ÜNB Erklärung und Berichte nach § 4a Abs. 3 EEV	1	976	70,5	1.147
	1	0	46,5	0
	1	0	33,8	0
Summe				6.881

42) § 5 Abs. 3 EEV - Anfragen Dritter (ABR, VNB) zu Abregelungen

Durch den § 5 Absatz 3 (neu) EEV n. F. werden die Vorgaben über die freiwilligen Vereinbarungen im bisherigen § 5 Absatz 4 EEV a. F. durch ein neues Regelungsregime ersetzt, wonach der Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet ist, die Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren -Anlagen in Höhe der am Day-Ahead-Markt unvermarktet gebliebenen Strommengen zu reduzieren (Satz 1). Es gelten die Bestimmungen des § 13a EnWG entsprechend (§ 5 Absatz 3 Satz 2 (neu) EEV), so dass hier insbesondere die Vorgaben über den finanziellen Ausgleich im Fall der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung Anwendung finden.

Dies wird nach den Erfahrungen zum Redispatch 2.0 eine beträchtliche Anzahl von Anfragen von betroffenen Anlagenbetreibern und Verteilnetzbetreibern nach sich ziehen, die die BNetzA beantworten muss.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Beantwortung von (Rechts-)fragen Dritter (ABR, VNB) zu durch den ÜNB veranlassten Abregelungen von Anlagen nach § 5 Abs. 3 EEV (komplex)	100,00	30	70,5	3.525
	100,00	0	46,5	0
	100,00	0	33,8	0
Beantwortung von (Rechts-)fragen Dritter (ABR, VNB) zu durch den ÜNB veranlassten Abregelungen von Anlagen nach § 5 Abs. 3 EEV (einfach)	300,00	0	70,5	0
	300,00	30	46,5	6.975
	300,00	0	33,8	0
Summe				10.500

43) § 5 InnAusV - Zusätzliche Ausschlüsse von Geboten

Durch § 5 InnAusV werden Gebote, bei denen bereits anhand der Gebotsunterlagen erkennbar ist, dass die geplanten Anlagenkombinationen die Voraussetzungen gemäß § 13 Absatz 2 InnAusV nicht erfüllen werden, aus dem Zuschlagsverfahren ausgeschlossen. Bisher mussten diese Gebote zum Zuschlagsverfahren zugelassen werden, obwohl sich die Marktprämie für die geplanten Anlagenkombinationen bereits der Planung nach gemäß § 13 Absatz 2 InnAusV auf null verringern würde.

Es wird geschätzt, dass der zusätzliche Ausschlussgrund zu ca. zehn zusätzlich Gebotsausschlüssen pro Gebotsrunde führen wird. Hieraus ergibt sich die angenommene Fallzahl von 20 pro Jahr.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Ausschlussbescheid erstellen	20,00	24	70,5	564
	20,00	0	46,5	0
	20,00	0	33,8	0
Bürgschaft kopieren, Kopie zdA, Ausschlussbescheid und Bürgschaftsurkunde versenden	20,00	0	70,5	0
	20,00	0	46,5	0
	20,00	5	33,8	56
Summe				620

44) § 19 Absatz 3 (neu) EnFG - Aufsicht über finanziellen Ausgleich von Differenz-Strommengen durch die Bundesnetzagentur

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Der finanzielle Ausgleich von Differenz-Strommengen zwischen Verteilernetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern ist im § 19 Absatz 3 (neu) EnFG und damit in den Vorschriften zum Ausgleichsmechanismus nach Teil 4 des EnFG geregelt, die der Aufsicht der Bundesnetzagentur unterliegen (siehe § 62 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe c und Nummer 2 Buchstabe d EnFG). Der finanzielle Ausgleich erfolgt jährlich, wobei bei der Bundesnetzagentur kein zusätzlicher Aufwand entsteht.

45) Änderung des § 34 KVBG

Durch die Streichungen in § 34 KVBG entfällt Erfüllungsaufwand für die BNetzA. Die Höhe der Entlastung kann derzeit allerdings nicht beziffert werden.

46) Änderung des § 6 Absatz 1 Satz 1 und Satz 2 EnFG - Umstellung des Jahresausgleichsanspruchs in § 6 Absatz 1 EnFG auf den Saldo des EEG-Kontos

Durch die Umstellung des Jahresausgleichsanspruchs in § 6 Absatz 1 EnFG auf den Saldo des EEG-Kontos fällt für den Bund kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand an, da sich die neue Bezugsgröße des Jahresausgleichsanspruchs auf den Saldo des EEG-Kontos bezieht. Dieser Saldo setzt sich wiederum aus den Kontoständen der für die Aufgaben nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz nach § 47 Absatz 1 Satz errichteten Bankkonten nach § 47 Absatz 1 Satz 1 EnFG zusammen, die jeweils separat von den Übertragungsnetzbetreibern und damit nicht von der Bundesrepublik Deutschland geführt werden.

47) Änderung des § 7 Absatz 2 Satz 4 EnFG - Zustimmung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zur Gewichtung der kalendermonatlichen Abschlagszahlungen

Für den Bund entsteht durch die Einführung des Zustimmungserfordernisses zum Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber zur Gewichtung der kalendermonatlichen Abschlagszahlungen ein jährlicher Erfüllungsaufwand von zusätzlich 1.404,00 Euro.

Durch die Einführung des Zustimmungserfordernisses zum jährlichen von den Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagenen Gewichtung der kalendermonatlichen Abschlagszahlungen und die zu dieser führenden Prüfung und eventuelle Verhandlungen mit den Übertragungsnetzbetreibern, wird der Personalaufwand auf 24 Stunden (= 1.440 Minuten) geschätzt, die sich zu 50 Prozent auf den gehobenen Dienst und zu 50 Prozent auf den höheren Dienst aufteilen. Unter Anwendung der Lohnsätze für den gehobenen und den höheren Dienst der Verwaltung ergibt sich ein durchschnittlicher Stundenlohn je Fall von 58,50 Euro pro Stunde (46,50 Euro pro Stunde gehobener Dienst, 70,50 Euro pro Stunde höherer Dienst).

Diese als sehr gering geschätzten zusätzlichen Aufwände erfordern keine zusätzlichen Stellen.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands der Verwaltung:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachkosten pro Fall (in Euro)	Personalkosten (in Euro)	Sachkosten (in Euro)
1	1.440	58,50	0	1.404,00	0
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				1.404,00	

bb) Länder und Kommunen

Durch das vorliegende Gesetz reduziert sich der jährliche Erfüllungsaufwand der Landesverwaltungen um schätzungsweise ca. 4,45 Millionen Euro.

Aufgabe	Personal-aufwand jährlich (in Euro)	Sachaufwand jährlich (in Euro)	Personalaufwand einmalig (in Euro)	Sachaufwand einmalig (in Euro)

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

1	-27.666	-	-	-
2	-4.421.785	-	-	-
3	-	-	-	-
Gesamt	**-4.449.451**	**-**	**-**	**-**
	-4.449.451		**-**	

Erfüllungsaufwand für die Verwaltungen der Länder und Kommunen im Einzelnen (im Übrigen sind die Verwaltung der Länder und Kommunen von den Änderungen nicht betroffen):

1) **§ 43b Absatz 4 (neu) EnWG - Vermutungsregel für die Aktualität der Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren**

Die Gesetzesänderung enthält eine Vermutungsregel für die Aktualität von Untersuchungsunterlagen im Planfeststellungsverfahren. Durch diese Vermutungsregel können auch ältere Daten für die Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren verwendet werden. Die zuständige Behörde muss die Unterlagen hierdurch in vielen Fällen keiner Kontrolle auf Aktualität unterziehen. Die anschließende Bewertung der Unterlagen bleibt unverändert.

Schätzungsweise entfallen 20 %, 105, der von den Übertragungsnetzbetreibern beauftragten Gutachten auf Vorhaben in Landeszuständigkeit. Wenn schätzungsweise 50 % der Unterlagen der Regelung unterfallen, sind dies etwa 53 Fälle. Der Umfang der Kontrolle auf Aktualität der Unterlagen hängt wesentlich von Art und Umfang des Vorhabens ab. Aufgrund des Umfangs der Daten ist davon auszugehen, dass schätzungsweise 1 Personentag für diese Kontrolle im höheren Dienst anfällt. Bei Lohnkosten in Höhe von 65,20 pro Stunde entspricht dies rund 522 Euro pro Fall.

Für die Verwaltung auf Landessebene entfällt damit ein Erfüllungsaufwand in Höhe von 27.666 Euro pro Jahr.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
53	-480	65,20	-	-522	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**-27.666**	

2) **Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes**

Durch die Begründung der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur werden die Landesverwaltungen in entsprechender Höhe (75 342 Arbeitsstunden pro Jahr, s. Erfüllungsaufwand für die Bundesnetzagentur oben) entlastet.

Außerdem ist davon auszugehen, dass eine zusätzliche zeitliche Entlastung auf Seiten der Länder entsteht, da durch die Kompetenzbündelung bei der Bundesnetzagentur Aufwand für die sonst erforderliche Länderkoordination vermieden wird. Es wird angenommen, dass pro Vorhaben ein sonst für die Raumordnungsverfahren und Planfeststellungsverfahren in Länderzuständigkeit entstehender Koordinierungsaufwand bei den betroffenen Bundesländern von jeweils jährlich insgesamt 200 Stunden eingespart wird. Damit werden zusätzlich jährlich 3 200 Stunden eingespart.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Es wird davon ausgegangen, dass der Anteil an Bearbeiterinnen und Bearbeitern aus dem höheren Dienst bei etwa 63 Prozent, aus dem gehobenen Dienst bei 27 Prozent und aus dem mittleren Dienst bei 10 Prozent liegt.

Unter Zugrundelegung der jeweiligen Stundensätze der Landesverwaltung ergibt sich damit in Summe eine Entlastung in Höhe von rund 4 422 000 Euro.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwand der Verwaltungen der Länder:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1	-47.465	65,20	-	-3.094.718	-
1	-20.342	43,90	-	-893.014	-
1	-7.534	33,70	-	-253.896	-
1	-2.016	65,20	-	-131.443	-
1	-864	43,90	-	-37.930	-
1	-320	33,70	-	-10.784	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				**-4.421.785**	

3) **Änderung des § 99a EEG - Streichung der Berichtpflicht (Fortschrittsbericht Windenergie an Land)**

Die Streichung der Berichtpflicht (Fortschrittsbericht Windenergie an Land) hat keine Auswirkungen auf den Erfüllungsaufwand für die Verwaltung der Kommunen und Länder.

5. Weitere Kosten

Für die Realisierung der neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Netzausbauvorhaben werden den Übertragungsnetzbetreibern schätzungsweise Kosten in Höhe von circa 45,9 Milliarden Euro als einmalige Investitionsausgaben über einen mehrjährigen Zeitraum entstehen. Die Summe wurde anhand der von den Übertragungsnetzbetreibern verwendeten öffentlich verfügbaren Standardkostenparameter ermittelt. Die tatsächlich anfallenden Kosten können erst zu einem späteren Zeitpunkt ermittelt werden, da sie unter anderem von der zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht feststehenden baulichen beziehungsweise räumlichen Ausführung der einzelnen Vorhaben abhängen. Die Kosten für den Netzausbau werden sich auf die Netzentgelte auswirken. Die Entwicklung der Netzentgelte hängt allerdings von vielen Faktoren ab, sodass sich das zukünftige Netzentgeltniveau nicht verlässlich abschätzen lässt.

Gleichzeitig dient der Netzausbau der Minimierung der mit dem Engpassmanagement verbundenen Kosten und wirkt auf diese Weise entlastend auf die Netzentgelte. Die Gesamtkosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (Redispatch, Einspeisemanagement, Countertrading sowie Netzreserve) beliefen sich im Jahr 2023 nach vorläufigen Zahlen auf circa 3,1 Milliarden Euro. Damit trägt der Netzausbau mittel- und langfristig insoweit auch zur Entlastung der Stromverbraucher bei.

Es wird geschätzt, dass beim Bundesverwaltungsgericht durch die mit diesem Gesetz verbundene Aufgabenmehrung ab dem Haushaltsjahr 2029 bis zum Haushaltsjahr 2035 ein jährlicher Mehrbedarf an Personalkosten in Höhe von insgesamt 211 795 Euro entsteht. Dieser umfasst 0,8 Richterstellen (R6) in Höhe von gesamt 150 993 Euro, 0,3 Stellen des gehobenen Dienstes (A12) in Höhe von 26 682 Euro und 0,5 Stellen des mittleren Dienstes (A9) in Höhe von gesamt 34 119 Euro. Es wird davon ausgegangen, dass die Übertragung der erstinstanzlichen Zuständigkeit für weitere Verfahren im ersten Quartal 2025 wirksam wird und dass die zusätzlichen erstinstanzlichen Verfahren vor dem Bundesverwaltungsgericht frühestens ab dem Jahr 2029 eingeleitet und spätestens 2035 abgeschlossen werden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Dem oben aufgeführten Erfüllungsaufwand für den Smart-Meter-Rollout steht des Weiteren ein deutlich überwiegender volkswirtschaftlicher Nutzen gegenüber, welcher nach gutachterlichen Schätzungen im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz je nach künftiger Entwicklung der Energiewende zwischen 2 und 11 Milliarden Euro beträgt. Dieser Nutzen kommt indirekt über Einsparungen bei Netzentgelten und Strompreis auch den Stromkunden zugute. Die positiven Effekte beruhen maßgeblich auf eingesparten Netzkosten sowie einem optimierten Einsatz der Erzeugungsanlagen. Marktseitig ergeben sich laut Gutachten Einsparungen durch eine Einsatzoptimierung der Erzeugung zwischen 1,5 und 8,1 Milliarden EUR jährlich sowie einem netzseitigen Einsparpotenzial zwischen 0,5 und 2,5 Milliarden EUR jährlich. Hinzu kommen erhebliche derzeit noch nicht präzise monetarisierbare Vorteile für die Systemstabilität. Diese Kosteneinsparungen beruhen im Wesentlichen auf der Steuerbarkeit von Energiewendeanlagen. Sie verteilen sich nachgelagert auf die einzelnen Marktakteure, z.B. Händler, Lieferanten, Endkunden und Netzbetreiber. Insbesondere Endkunden können von dynamischen Vertriebstarifen und reduzierten Netzentgelten bei entsprechendem flexiblen Verbrauchsverhalten profitieren. Die genaue Aufteilung des volkswirtschaftlichen Nutzens auf verschiedene Marktakteure und Kundengruppen hängt stark von der Entwicklung des zukünftigen Energiemarkts ab, insbesondere wie sich der Vorteil des marktorientierten Einsatzes von Flexibilität auf Stromhändler, etwaige Aggregatoren, Lieferanten und Endkunden verteilt. In Summe ist jedoch allein durch den gutachterlich quantifizierbaren volkswirtschaftlichen Nutzen der Digitalisierung davon auszugehen, dass die Kosten für die Stromkunden und Netzbetreiber deutlich niedriger sind, als die durch den Smart-Meter-Rollout und insbesondere durch die verstärkte Ansteuerbarkeit ermöglichten volkswirtschaftlichen Einsparungen. Diese Effekte beruhen maßgeblich auf der Steuerung über Smart-Meter-Gateways, welche durch das vorliegende Gesetz aufbauend auf dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende vom Mai 2023 massengeschäftstauglich und gängig ausgestaltet wird.

Darüber hinaus sind keine sonstigen direkten oder indirekten Kosten zu erwarten. Auswirkungen auf Einzelpreise oder das Preisniveau, insbesondere das Verbraucherpreisniveau, lassen sich derzeit nicht abschätzen.

6. Weitere Gesetzesfolgen

Verbraucherinnen und Verbraucher erhalten eine mit Blick auf Energieliefererverträge mehr Wahlmöglichkeiten und werden umfassender informiert. Sie erhalten zudem verbesserte Möglichkeiten, durch Energy Sharing von einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem zu profitieren. Sie profitieren zudem von einer weiterhin sicheren Stromversorgung durch die Regelungen mit Bezug zur Höherauslastung der Übertragungsnetze sowie den Regelungen zur Beschleunigung des Netzausbaus und des Netzanschlusses.

Gleichstellungspolitische Belange werden nicht berührt.

Der Gleichwertigkeits-Check wurde durchgeführt. Die im Gesetzesentwurf enthaltenen Regelungen haben im Ergebnis überwiegend keine Auswirkungen auf die Gleichwertigkeit der Lebensverhältnisse, da sie für alle Regionen gleichermaßen gelten und wirken. Die Regelungen zur Beschleunigung des Stromübertragungsnetzausbaus allerdings tragen vor dem Hintergrund des durch die Energiewende veränderten Transportbedarfs durch das Stromübertragungsnetz zur Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse durch eine sichere und zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie in ganz Deutschland bei. Insbesondere der im Norden Deutschlands erzeugte Strom aus Windenergieanlagen muss zu den Verbrauchsschwerpunkten im Süden und Westen Deutschlands geleitet werden. Es gilt, Engpässe in der Stromversorgung innerhalb des deutschen Netzes zu beseitigen.

VIII. Befristung; Evaluierung

Eine Befristung ist nicht vorgesehen. Es handelt sich um Daueraufgaben der Regulierung, die auf ebenfalls unbefristeten unionsrechtlichen Vorgaben beruhen.

Der Ausbau des Stromübertragungsnetzes erfordert verlässliche und stabile Rahmenbedingungen. Im Rahmen des kontinuierlichen Netzausbau-Controllings des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz werden auch die mit diesem Gesetz neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen oder geänderten Vorhaben betrachtet.

Eine Evaluierung der Regelungen zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes und zur Umrüstung von Erzeugungsanlagen zu rotierenden Phasenschiebern ist ebenfalls nicht vorgesehen. Die Regelung des § 49a Absatz 4 EnWG ist mit einem fixen Enddatum versehen, um sog. Ewigkeitslasten zu vermeiden. Hinsichtlich der Umrüstung von Erzeugungsanlagen zur rotierenden Phasenschiebern stünde eine Evaluierung der Regelung aufgrund

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

der stark divergierenden Individualität der Einzelfälle außer Verhältnis und wäre voraussichtlich auch wenig repräsentativ.

Auch hinsichtlich der übrigen Regelungen ist eine formelle Evaluierung der Regelungen nicht sachgerecht, da sie zu einem großen Teil auf unionsrechtlichen Vorgaben beruhen und daher nicht einseitig abgeändert werden können. Eine Überprüfung der Zielrichtung der Vorschriften erfolgt im Rahmen und anlässlich zukünftiger Gesetzesänderungen.

B. Besonderer Teil

Zu Artikel 1 (Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes)

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Zu Buchstabe a (Inhaltsangabe § 5)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe b (Inhaltsangabe § 11)

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung.

Zu Buchstabe c (Inhaltsangabe § 11c)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe d (Inhaltsangabe § 13l)

Die Inhaltsübersicht wird um die Angabe zum neuen § 13l ergänzt.

Zu Buchstabe e (Inhaltsangabe § 14)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe f (Inhaltsangabe §§ 17a bis 17c)

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung, um die Inhaltsübersicht um die neuen §§ 17a bis 17c EnWG zu ergänzen.

Zu Buchstabe g (Inhaltsangabe § 18a)

Die Inhaltsübersicht wird um die Angabe zur § 18a (neu) ergänzt.

Zu Buchstabe h (Inhaltsangabe § 19a)

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung.

Zu Buchstabe i (Inhaltsangabe § 20b)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe j (Inhaltsangaben §§ 21c bis 21i)

Es handelt sich um redaktionelle Anpassungen. Die Regelungen sind bereits außer Kraft getreten.

Zu Buchstabe k (Inhaltsangabe § 25)

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung.

Zu Buchstabe l (Inhaltsangabe § 27)

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung.

Zu Buchstabe m (Inhaltsangabe § 29)

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe n (Inhaltsangabe § 37)

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung.

Zu Buchstabe o (Inhaltsangabe § 38a)

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung.

Zu Buchstabe p (Inhaltsangabe § 39)

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung.

Zu Buchstabe q (Inhaltsangabe §§ 40, 40a und 40c)

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen.

Zu Buchstabe r (Inhaltsangabe § 41)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe s (Inhaltsangabe § 41c)

Es handelt sich um eine Folgeänderung)

Zu Buchstabe t (Inhaltsangaben § 41f und g)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Einfügung von § 41f und § 41g.

Zu Buchstabe u (Inhaltsangabe § 42c)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Einfügung der Vorschriften zum Energy Sharing.

Zu Buchstabe v (Inhaltsangabe § 50)

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Buchstabe w (§§ 50e bis 50j)

Es handelt sich um redaktionelle Anpassungen. Die Regelungen sind bereits außer Kraft getreten.

Zu Buchstabe x (Inhaltsangabe § 53)

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Buchstabe y (Inhaltsangabe § 61)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe z (Inhaltsangabe § 91)

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Buchstabe (Inhaltsangabe §§ 114-116)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe (Inhaltsangabe §§ 118b und 118c)

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Buchstabe cc (Inhaltsangabe § 121)

Es handelt sich um eine Folgeänderung, weil sich der Regelungszweck des § 121 erledigt hat.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 2 (§ 3)

Die Vorschrift fasst den geltenden § 3 EnWG neu, um diesen übersichtlicher zu gestalten. Die Änderungen und Ergänzungen haben seit Inkrafttreten des Gesetzes im Jahr 2005 einen erheblichen Umfang angenommen, so dass eine Neufassung der Vorschrift angezeigt ist.

Die bestehenden Begriffsbestimmungen des § 3 EnWG werden weit überwiegend inhaltsgleich übernommen. An einigen Stellen werden neue Begriffsbestimmungen eingefügt oder bisherige Begriffsbestimmungen ergänzt, um einerseits notwendige Klarstellungen herbeizuführen und andererseits die Bestimmungen der Gasrichtlinie umzusetzen, soweit dies bereits jetzt erforderlich und mit Blick auf den Gleichklang zur novellierten Strommarkrichtlinie sinnvoll ist.

Soweit nicht im Folgenden explizit auf Änderungen hingewiesen wird, sind die entsprechenden Begriffsbestimmungen gegenüber den derzeit geltenden Fassungen unverändert.

Die Begriffsbestimmung des Energielieferanten in der neuen Nummer 33 wird um den Begriff des Wasserstofflieferanten ergänzt, weil die Vorschriften der Gasrichtlinie in Bezug auf die Belieferung von Letztverbrauchern nunmehr auch Wasserstofflieferanten umfassen. Mit diesem Gesetz werden auch Regelungen für solche natürlichen oder juristischen Personen eingefügt, die Letztverbraucher mit Wasserstoff beliefern.

Neu eingefügt wird in Nummer 44 ebenfalls eine Definition des Festpreisvertrags, um entsprechende unionsrechtliche Vorgaben umzusetzen. Artikel 2 der Richtlinie (EU) 2024/1711 hat die Vorgaben der Strombinnenmarktrichtlinie 2019/944 dahingehend ergänzt, dass in Artikel 2 Nummer 15a der Richtlinie (EU) 2019/944 eine Definition von Festpreisverträgen neu eingefügt wird, und in die Vorgaben des Artikels 11 der Richtlinie (EU) 2019/944 eine Verpflichtung zum Angebot solcher Festpreisverträge durch Stromlieferanten aufgenommen wird.

Die Neufassungen der Nummern 59 und 60 nehmen eine Korrektur mit dem Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrecht an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 erweiterten Kundenanlagenbegriffs dahingehend vor, dass für die Distanz der Direktleitung nicht auf die Leitungslänge, sondern vielmehr auf die Entfernung zur Erzeugungsanlage abzustellen ist. Die konkrete Leitungslänge kann auch auf Zufälligkeit beruhen; z. B. könnten wegerechtliche Streitigkeiten vermieden werden, die nur riskiert würden, um die maximale Leitungslänge einhalten zu können. Die Leitung kann nunmehr im Einzelfall eine Länge von 5000m überschreiten, solange sich die Erzeugungsanlage in einem Radius von fünf Kio um die Kundenanlage befindet. Eine räumliche Nähe ist damit weiterhin gegeben.

Ebenfalls eingefügt wird klarstellend in Nummer 106 die Definition des Wasserstofflieferanten, weil mit diesem Gesetz auch Rechte und Pflichten für Wasserstofflieferanten geschaffen werden. Die Definition orientiert sich an der Definition von Gaslieferanten nach Nummer 46 und von Stromlieferanten nach Nummer 87.

Zu Nummer 3 (§ 4b)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe d

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 4 (§ 4c)

Es handelt sich um Folgeänderungen zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 5 (§ 5)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Klarstellung, um zu verdeutlichen, dass sich die Regelung insgesamt nur auf den Haushaltskundenbereich erstreckt, für den die besonderen Anforderungen des § 5 gelten.

Zu Buchstabe b

§ 5 Absatz 4a dient der Umsetzung des durch Artikel 2 der Richtlinie (EU) 2024/1711 eingefügten Artikels 18a der Strommarktrichtlinie (EU) 2019/944. Ziel des Artikels ist ein stabiler und krisenfester Elektrizitätsmarkt. Um zukünftig einen resilienteren Elektrizitätsmarkt zu schaffen, die Gefahr von Versorgungsausfällen weiter zu minimieren und auf nicht vorhersehbare Ereignisse reagieren zu können, sind Maßnahmen durch die Elektrizitätslieferanten zu ergreifen. Dabei wird der Fokus auf den Einfluss der Marktpreise und etwaiger Schwankungen auf die Verpflichtungen aus den Kundenverträgen gelegt. Elektrizitätslieferanten müssen eigene angemessene Absicherungsstrategien entwickeln und einhalten, um das Risiko von Änderungen des Strom- bzw. Gasangebots auf der jeweiligen Großhandelsebene für die wirtschaftliche Tragfähigkeit ihrer Verträge mit Kunden zu begrenzen und gleichzeitig die Liquidität an den Kurzfristmärkten und die von diesen Märkten ausgehenden Preissignale aufrechtzuerhalten. Zudem müssen sie angemessene Maßnahmen ergreifen, um das Risiko eines Ausfalls der Belieferung der eigenen Kunden zu begrenzen.

Es handelt sich bei diesen Vorgaben um eine Konkretisierung der ohnehin bestehenden Anforderungen an einen leistungsfähigen Energielieferanten nach § 5 EnWG, der im Sinne der Ziele des § 1 EnWG seine energiewirtschaftlichen Aufgaben erfüllt.

Durch die Möglichkeit der Bundesnetzagentur sich die Absicherungsstrategien der Lieferanten jederzeit vorlegen zu lassen, diese zu überprüfen und jederzeit Maßnahmen zu verlangen, welche das Risiko eines Ausfalls der Belieferung der eigenen Kunden zu begrenzen geeignet sind, sollen die Interessen der Verbraucher an einer sicheren Versorgung mit dem Interesse an günstigen Preisen des freien Marktes in einen schonenden Ausgleich gebracht werden.

Um etwaige Synergien mit dem Monitoring nach § 35 EnWG zu nutzen, kann die Vorlage bzw. Abfrage jährlich und verpflichtend für alle Energielieferanten von Haushaltskunden im Rahmen dessen erfolgen.

Zu Nummer 6

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen zur neuen REMIT-Verordnung.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen zur neuen REMIT-Verordnung.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen zur neuen REMIT-Verordnung.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 7

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 8

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 9

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 10

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 11 (§ 7c Absatz 3)

Es handelt sich um Folgeänderungen zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz sowie des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur in Bundesministerium für Digitales und Verkehr in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 12 (§ 10)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 13 (§ 11 Absatz 3)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung zur Präzisierung der Überschrift der Vorschrift.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine redaktionelle Klarstellung, auf welche Rechtsverhältnisse sich die Verordnungsermächtigung für die Bundesregierung bezieht.

Zu Doppelbuchstabe bb

Durch die Einfügung von § 11 Abs. 3 S. 2 EnWG wird für den Verordnungsgeber eine neue Verordnungsermächtigung eingeführt. Mit dem Wegfall des § 24 EnWG a. F. und dem Außerkrafttreten von § 5 GasNZV bzw. § 25a StromNZV zum 31. Dezember 2025, die die entsprechende Geltung von § 18 NDAV bzw. § 18 NAV für die Haftung bei Störungen der Netznutzung normieren, ist eine eigenständige Ermächtigungsgrundlage notwendig, damit der Gesetzgeber künftig weiterhin die Möglichkeit erhält, die Haftung der Betreiber von Energieversorgungsnetzen aus Vertrag und unerlaubter Handlung für Sach- und Vermögensschäden, die ein Netznutzer durch Störungen der Netznutzung erleidet, zu regeln. Solange der Gesetzgeber von seiner Ermächtigung keinen Gebrauch macht, ordnet § 118 Absatz 54 (neu) an, dass die bisherigen Regelungen in § 5 GasNZV bzw. § 25a StromNZV in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung weiter Anwendung finden, um eine Fortgeltung der bestehenden Praxis zu sichern.

Die Regelung ist insbesondere notwendig, da die Haftung eines Netzbetreibers so auch für den Bereich der Netznutzung weiterhin auf vorsätzliche oder grob fahrlässige Verursachung beschränkt und der Höhe nach begrenzt werden kann. Ohne die Einfügung einer entsprechenden Ermächtigungsgrundlage für den Verordnungsgeber bestünde lediglich die Möglichkeit, Haftungsregelungen bzgl. Netzanschlussstörungen zu treffen. Für den Verordnungsgeber sollte aber künftig auch nach Wegfall der Verordnungsermächtigung in § 24 EnWG a. F. weiterhin die Option bestehen, für den Bereich der Netznutzung entsprechende Regelungen zu treffen oder von der Möglichkeit weitergehender Regelungen im Zusammenhang mit Verpflichtungen nach den in § 11 Absatz 3 Satz 3 EnWG genannten Vorschriften Gebrauch zu machen. Auch weiterhin bestehen besondere Haftungsrisiken, die eine gegenüber dem Leitbild des BGB erweiterte Haftungsbeschränkung der Netzbetreiber erforderlich machen.

Eine entsprechende vertragliche Haftungsbeschränkung muss regelmäßig mit den Vorschriften des Bürgerlichen Gesetzbuches betreffend Allgemeine Geschäftsbedingungen konform sein. Ohne entsprechende gesetzliche Haftungsbeschränkung bestünde die Gefahr, dass eine vertragliche Haftungsbegrenzung einer Inhaltskontrolle nach § 307 Absatz 1 und Absatz 2 BGB nicht standhält. Verwender von Allgemeinen Geschäftsbedingungen haben im unternehmerischen Verkehr für Haftungsbegrenzungsregelungen zwar grundsätzlich einen weitergehenden Spielraum, da §§ 308, 309 BGB nicht direkt anwendbar sind. Dennoch findet im unternehmerischen Verkehr eine Inhaltskontrolle prinzipiell in gleicher Weise statt wie im Rechtsverkehr mit Verbrauchern. Eine gesetzlich normierte Haftungsbegrenzung würde auch für den Fall, dass die Haftungsbegrenzungen vertraglich vereinbart werden, der AGB-Inhaltskontrolle standhalten. Eine unangemessene Benachteiligung eines Vertragspartners würde so auch für den geschäftlichen Verkehr weiterhin vermieden.

Die Verordnungsermächtigung ist mit europäischen Vorgaben über die Unabhängigkeit und ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde vereinbar. Die Regelung von Haftungsfragen stellt keinen Bereich dar, der in die ausschließliche bzw. in die originäre (Regulierungs-)Zuständigkeit der Regulierungsbehörde fällt. Haftungsregelungen wie der § 5 GasNZV bzw. der § 25a StromNZV, die am 31. Dezember 2025 außer Kraft treten, betreffen weder den Kernbereich der Regulierungstätigkeit noch unmittelbar die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde.

Zu Nummer 14 (§ 11c)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeanpassung an die Definition der Energiespeicheranlage.

Zu Buchstabe b

Nach dem bisherigen § 11c EnWG liegen die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit. Vor diesem Hintergrund soll der Ausbau von Elektrizitätsspeicheranlagen nach dem neuen Satz 2 solange als vorrangiger Belang in die Schutzgüterabwägung eingebracht werden, bis die Stromversorgung im Bundesgebiet im Jahr

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

2045 nahezu treibhausgasneutral ist. Das höchstrangige Gemeinwohlinteresse an einem beschleunigten Ausbau von Energiespeicheranlagen als Teil der Klimatransformation kann nur in Ausnahmefällen überwunden werden. Die Speicher dienen primär der Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien. Daher tragen sie zur Erreichung der Treibhausgasneutralität sowie der Zielsetzungen der Bundesregierung zum Klimaschutz und der Europäischen Union im Energie- und Klimabereich bei .Öffentliche und private Interessen können dem Ausbau von Energiespeicheranlagen als wesentlichem Beitrag zur Erreichung der Treibhausgasneutralität nur entgegenstehen, wenn sie mit einem vergleichbaren verfassungsrechtlichen Rang geschützt sind. Nach dem neuen Satz 3 gilt Satz 2 nicht gegenüber Belangen zur Sicherheit der Langes- und Bündnisverteidigung. Die neu eingefügten Sätze 2 und 3 sind angelehnt an § 43 Absatz 3a Satz 2 und dienen der Vereinheitlichung der Rechtslage.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine redaktionelle Anpassung an die Definition der Energiespeicheranlage in § 3 Nummer 34 (neu), bisher § 3 Nummer 15d (alt).

Zu Nummer 15 (§ 12)

Zu Buchstabe a

Die neu eingefügten Absätze 2a bis 2h dienen der Sicherstellung und Überprüfung der tatsächlichen Steuerbarkeit und Sichtbarkeit von Stromerzeugungsanlagen, einschließlich Stromspeicher, für Systemsicherheitsmaßnahmen der Netzbetreiber.

Absatz 2a stellt klar, dass alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, also sowohl Verteiler- als auch Übertragungsnetzbetreiber, in geeigneter Weise sicherstellen müssen, dass sie ihrerseits in der Lage sind, die Steuerbarkeit und Sichtbarkeit von Erzeugungs- und Speicheranlagen zu nutzen. Diese Fähigkeiten müssen sie gegenüber allen an ihr Netz angeschlossenen Anlagen sicherstellen, die entweder mit alter Regelungstechnik ausgestattet sind und über eine bestimmte Nennleistung verfügen, oder fernsteuerbar oder fernsteuerbar über ein intelligentes Messsystem sind. Können sie die Fähigkeit je Steuerungs- bzw. Kommunikationsart nach Absatz 2b nicht nachweisen, so sind die Gründe hierfür nachvollziehbar darzulegen. Dies kann einerseits sein, weil beispielsweise keinerlei alte Regelungstechnik mehr genutzt wird, aufgrund bisher fehlender Ausstattung des Anlagenbetreibers oder weil der Messstellenbetreiber seine Aufgaben als Grundlage für die Funktionsfähigkeit des Betreibers von Elektrizitätsversorgungsnetzen nicht vollumfänglich erfüllt. Erfasst sind alle Anlagen mit einer Nennleistung ab 100 kW sowie alle Anlagen, die jederzeit fernsteuerbar sind. Welche EE- und KWK-Anlagen – auch unterhalb einer Leistung von 100 kW – jederzeit fernsteuerbar sein müssen, ergibt sich aus den Pflichten der Anlagenbetreiber zur Ertüchtigung ihrer Anlagen insbesondere nach § 9 EEG. Dort ist auch geregelt, welche fernsteuerbaren Anlagen zudem jederzeit sichtbar sein müssen durch einen Abruf ihrer Ist-Einspeisung. Die spiegelbildliche Pflicht der Netzbetreiber, diese anlagenseitigen Fähigkeiten ihrerseits jederzeit durch eine Anpassung nach § 13a Absatz 1 EnWG, auch in Verbindung mit § 14 Absatz 1, und einen Abruf der Ist-Einspeisung nutzen zu können, besteht unabhängig davon, inwieweit sie diese im Netzbetrieb tatsächlich einsetzen. Die Pflicht der Netzbetreiber schließt daher auch dann alle fernsteuerbaren Anlagen mit einer Leistung unter 100 kW mit ein, wenn der Netzbetreiber diese Anlagen nach § 13 Absatz 1 Satz 3 EnWG nur nachrangig bei der Auswahlentscheidung für strom- und spannungsbedingte Maßnahmen berücksichtigt. Rechtliche Vorgaben zur technischen Ausstattung sowie zur Art und Weise der Kommunikation, insbesondere die Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG), bleiben unberührt.

Absatz 2b schafft Pflichten der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, d.h. Verteil-netz- und Übertragungsnetzbetreiber, und der grundzuständigen Messstellenbetreiber nach § 2 Nummer 4 MsbG zur Überprüfung ihrer Fähigkeiten nach Absatz 2a sowie bestimmter Ausstattungsverpflichtungen nach dem MsbG:

Nach Satz 1 müssen die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die Sicherstellung ihrer Fähigkeiten jährlich in angemessenem Umfang Tests der Anpassungen nach § 13a Absatz 1, auch in Verbindung mit § 14 Absatz 1, und, soweit die entsprechenden Anlagen insbesondere nach § 9 EEG dazu in der Lage sein müssen, auch der Ist-Einspeisungs-Abrufe vornehmen. Für Anlagen mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt (Absatz 2a Nummer 1) gilt dies mit Inkrafttreten des Gesetzes, für Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 Kilowatt gilt die Testpflicht ab 1. Januar 2026.

Bestandteil dieser Säule der Tests ist auch die tatsächliche Reaktion der angesteuerten Anlagen. Insbesondere ist zu prüfen und festzuhalten, ob eine Reaktion im Netz des Netzbetreibers auf ein Signal zur Abschaltung zu

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

verzeichnen ist. Wenn (noch) eine Steuerungstechnik verwendet wird, die kein Rücksignal an den Netzbetreiber sendet, ist zu prüfen, ob eine der Leistung der angesteuerten Anlagen entsprechende Leistung im jeweiligen Netzgebiet tatsächlich weggefallen ist. Die Durchführung der Tests erfolgt entschädigungsfrei, sofern der Test nicht als Teil einer ohnehin im Rahmen des Redispatch durchzuführenden Anpassung erfolgt.

Wegen der zentralen Bedeutung der Erfüllung der Ausstattungsverpflichtungen nach dem Messstellenbetriebsgesetz, konkret des beschleunigten Smart-Meter-Rollouts sowie der sicheren und zuverlässigen Ansteuerbarkeit auch von Kleinanlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen über Smart-Meter-Gateways, für die Systemsicherheit, wird auch dieser Aspekt gemäß Satz 2 Bestandteil einer jährlichen Überprüfung. Insofern hat der grundzuständige Messstellenbetreiber im Sinne des § 2 Nummer 4, gegebenenfalls zugleich als Netzbetreiber nach § 2 Nummer 4 Fall 1 MsbG, einen Ist-/Soll-Abgleich zwischen der tatsächlich erfolgten Ausstattung mit intelligenten Messsystemen mit den Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 MsbG vorzunehmen und das Ergebnis an dem Netzbetreiber des jeweiligen Netzgebietes mitzuteilen. Bestehende Berichts-, Monitoring- oder sonstige Pflichten nach dem MsbG bleiben hiervon unberührt.

Die Weitergabe der Ergebnisse nach Satz 1 und Satz 2 erfolgt in Form einer sogenannten Kaskade: Nach Satz 3 übermitteln die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen dem je-weils vorgelagerten Netzbetreiber die Ergebnisse der Tests nach Satz 1 und der Überprüfung der Ausstattungsverpflichtung nach Satz 2 schriftlich oder elektronisch. Dies kann auch mittels einer Plattform erfolgen. Der jeweils vorgelagerte Netzbetreiber ist entweder ein Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes oder eines Übertragungsnetzes. Dieser unterzieht nach Satz 4 die Ergebnisse des nachgelagerten Netzbetreibers jeweils einer Plausibilitätsprüfung und teilt dem nachgelagerten Netzbetreiber sowie dem grundzuständigen Messstellenbetreiber das Ergebnis schriftlich oder elektronisch mit. Im Rahmen der Plausibilitätsprüfung soll der vorgelagerte Netzbetreiber die Ergebnisse der Tests nach Satz 1 anhand seiner bisherigen Erfahrungen überprüfen und sie beispielsweise mit den Erkenntnissen aus dem Redispatch vergleichen. Nach Satz 5 hat der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes, der einem Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung unmittelbar nachgelagert ist, diesem zusätzlich zu seinen Ergebnissen nach Satz 1 und den Ergebnissen nach Satz 2, die in seinem Netzgebiet ermittelt wurden, auch die Testergebnisse und die Ergebnisse der Plausibilitätsprüfungen der ihm jeweils nachgelagerten Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen schriftlich oder elektronisch vorzulegen. Den Netzbetreiber trifft aufgrund der Vorlage der Ergebnisse eines nachgelagerten Netzbetreibers keine Haftung für die Richtigkeit dieser Ergebnisse. Näheres zum Verfahren (zum Beispiel zum Zeitpunkt, bis zu dem die Testergebnisse vorliegen und weitergeleitet werden müssen) regeln die Leitlinien nach Absatz 2d Satz 1.

Absatz 2c Satz 1 regelt die Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber als zuletzt vorgelagerter Netzbetreiber, gemeinsam einen Gesamtbericht zu erstellen. Der Bericht wird der Bundesnetzagentur und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz erstmalig mit Ablauf des 30. November 2025 und danach jährlich spätestens bis zum Ablauf des 30. November vorgelegt.

Nach Satz 2 umfasst der Gesamtbericht die Ergebnisse der nach Absatz 2b Satz 1 durch-geführten Tests und die nach Absatz 2b Satz 2 durchgeführten Überprüfungen einschließlich einer vom vorgelagerten Netzbetreiber vorgenommenen Plausibilitätsprüfung (Nummer 1), eine Bewertung des Umfangs der Erfüllung der Verpflichtungen nach Absatz 2a und § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 MsbG (Nummer 2) sowie schließlich Handlungsempfehlungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Verbesserung ihrer eigenen Steuerungsfähigkeit und derjenigen der ihnen nachgelagerten Netzbetreiber (Nummer 3).

In die Ergebnisse nach Nummer 1 fließt nicht nur ein, ob und inwieweit Anlagen angesteuert werden konnten, sondern auch, ob eine Reaktion im Netz des Netzbetreibers auf ein Signal zur Abschaltung verzeichnet wurde. Soweit der Bericht zu dem Ergebnis gelangt, dass eine Steuerungsfähigkeit bis zur Anlage bzw. eine Sichtbarkeit der Anlage für den Netzbetreiber nicht besteht, ist in dem Bericht zudem jeweils auch darzulegen, warum dies der Fall ist. Dazu gehört auch die Angabe, wo innerhalb der Kaskade bzw. in wessen Verantwortungsbereich die Übertragung eines Steuerungssignals scheiterte, beispielsweise an der fehlenden Ausstattung des Anlagenbetreibers oder weil der Messstellenbetreiber seine Aufgaben nicht vollumfänglich erfüllt hat. Die Angaben haben unter anderem auch Informationen zu den verschiedenen verwendeten technischen Systemen zum Abruf der Ist-Einspeisung und zur Steuerbarkeit, zur Zuordnung der angeschlossenen Anlagen zu den verwendeten technischen Systemen und zu möglichen Entwicklungen beim Netzbetreiber zu enthalten. Hierdurch soll Transparenz in Bezug auf die Steuerungsfähigkeit der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen hergestellt werden. Korrespondierend mit der Reichweite der materiellen Pflicht nach Absatz 2a, bezieht sich die Berichtspflicht zur eigenen

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Steuerungsfähigkeit der Übertragungsnetzbetreiber im Sinne der Nummer 1 und Nummer 3 jeweils nur auf an ihr Netz angeschlossenen Anlagen. Eine Plausibilitätsprüfung der Ergebnisse der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt mangels vorgelagerter Netzbetreiber nicht.

Die in Nummer 2 vorgesehene quantitative und qualitative Bewertung der Erfüllung der Verpflichtungen nach Absatz 2a durch den Übertragungsnetzbetreiber bezieht sich auf die die eigenen Ergebnisse sowie die Ergebnisse der Netzbetreiber seiner Regelzone und soll die Anzahl der erreichten Anlagen sowie die sich daraus ergebende Steuerungsfähigkeit der Netzbetreiber in den Gesamtkontext einordnen. Insbesondere soll eine Bewertung, in welchem Umfang die Verpflichtung zur Steuerungsfähigkeit nach Absatz 2a sowie die Ausstattungsverpflichtung nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes erfüllt wurde, in Hinblick auf die Systemsicherheit erfolgen. Die Handlungsempfehlungen nach Nummer 3 sollen insbesondere in Bezug auf vorausschauende Handlungsbedarfe unter Berücksichtigung kommender Entwicklungen abgegeben werden. Den Übertragungsnetzbetreiber trifft keine Haftung für die Richtigkeit der Ergebnisse eines nachgelagerten Netzbetreibers.

Satz 3 bestimmt, dass Verteilnetzbetreiber und grundzuständige Messstellenbetreiber zur Mitwirkung bei der Erstellung des in die Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber fallenden Gesamtberichts verpflichtet sind. Damit wird deutlich gemacht, dass sich der Bei-trag der Verteilnetzbetreiber und grundzuständigen Messstellenbetreiber in diesem Zusammenhang nicht in der Weiterleitung der Ergebnisse der in Absatz 2b genannten Tests und Überprüfungen erschöpft. Sie müssen vielmehr beispielsweise bei Rückfragen oder Ergänzungsbitten der Übertragungsnetzbetreiber diese bei der Ausarbeitung des Berichts im Rahmen ihres eigenen Wissens und ihrer eigenen Fähigkeiten unterstützen.

Nach Satz 4 veröffentlicht die Bundesnetzagentur Teile des Gesamtberichtes im Interesse größtmöglicher Transparenz. Die Veröffentlichung des Berichts erfolgt, soweit die Öffentlichkeit ein berechtigtes Interesse an seinen Inhalten hat. Dies ist bei dem Abschnitt nach Satz 2 Nummer 1, der sich mit den Fähigkeiten einzelner Netzbetreiber befasst, nicht der Fall. Zudem ist zu erwarten, dass der Abschnitt nach Satz 2 Nummer 1 sowohl Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse der Netzbetreiber als auch sicherheitsrelevante und damit schützenswerte Informationen (etwa zur im Einzelnen verwendeten Steuerungstechnik) über kritische Infrastrukturen beinhalten könnten. Eine Prüfung und gegebenenfalls Schwärzung der Testergebnisse von mehr als 850 Verteilnetzbetreibern unter diesen Aspekten wäre unverhältnismäßig aufwändig und daher keine Alternative. Bei den Abschnitten nach Satz 2 Nummer 2 und Nummer 3, die eher gesamtsystemische Aspekte zum Gegenstand haben und Handlungsempfehlungen beinhalten, überwiegt dagegen das Interesse der Öffentlichkeit an einer Möglichkeit zur Kenntnisnahme. Hier ist auch nicht in gleichem Maße damit zu rechnen, dass schützenswerte Informationen preisgegeben werden könnten. Soweit solche im Einzelfall doch erwähnt werden sollten, bleibt eine Schwärzung möglich. Die Veröffentlichung hat spätestens drei Monate, nachdem die Bundesnetzagentur den Bericht erhalten hat, zu erfolgen.

Um ein einheitliches und damit vergleichbares Prüfverfahren sicherzustellen und zum Zwecke der Erstellung des jährlichen Gesamtberichtes, sieht Absatz 2d Satz 1 vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber spätestens zwei Monate nach Inkrafttreten dieser Regelung einheitliche Leitlinien, die sich an die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, d.h. an sie selbst und die Verteilernetzbetreiber grundzuständige Messstellenbetreiber richten, auf ihrer jeweiligen Internetseite veröffentlichen.

Die Leitlinien beziehen sich auf den Ablauf der Tests nach Absatz 2b (Nummer 1). Hierbei sollen die Übertragungsnetzbetreiber differenzierte Maßgaben in Abhängigkeit der Anlagengröße, der Spannungsebene und der unterschiedlichen technischen Kommunikations- und Steuerungseinrichtungen, die zum Abruf der Ist-Einspeisung sowie zur Steuerung der Wirkleistungs- und Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs genutzt werden, machen. Die für die Beurteilung der Steuerbarkeit relevanten Vorschriften der jeweils gültigen Technischen Anschlussregeln, insbesondere diejenigen zur Wirkleistungsabgabe, können dabei ebenfalls Berücksichtigung finden. Daneben umfassen die Leitlinien Maßgaben zum Ablauf der Überprüfungen nach Absatz 2b Satz 2 (Nummer 2). Schließlich enthalten die Leitlinie Vorgaben zu der Erfassung, Aufbereitung und Weiterleitung der Daten (Nummer 3), insbesondere zum Datenformat und zum zeitlichen Ablauf, damit den Übertragungsnetzbetreibern die entsprechenden Inhalte für den Gesamtbericht rechtzeitig vorliegen. Hierzu können die Übertragungsnetzbetreiber auch Stichtage für die Weiterleitung der Testergebnisse vorsehen. Infolgedessen können nur Bestandsanlagen, die bereits zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen wurden, Teil des Gesamtberichtes werden. Dies kann bedeuten, dass die Ergebnisse für Neuanlagen, die erst nach einem bestimmten Zeitpunkt in Betrieb

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

genommen werden, nicht in dem kommenden Gesamtbericht enthalten sind, sondern erst im darauffolgenden Jahr. Davon unberührt bleiben die jährlichen Test- bzw. Überprüfungspflichten nach Absatz 2b Satz 1 und Satz 2. Diese Pflichten sind auch dann innerhalb des Kalenderjahrs zu erfüllen, wenn Anlagen nach dem nach diesem Absatz 2d Satz 1 festgesetzten Datum oder nach dem in Abs. 2c Satz 1 für den Gesamtbericht vorgesehenen 30. November eines Jahres an Netz gehen. Die Übertragungsnetzbetreiber können nach Satz 2 die Leitlinien anpassen, sofern dies – beispielsweise nach Erstellung des Gesamtberichtes – erforderlich scheint. Um den Verteilnetzbetreibern und Messstellenbetreibern die Möglichkeit zu geben, sich auf die angepassten Leitlinien einzustellen, und zur Wahrung der Anstoßfunktion, sind Anpassungen immer zwei Monate nach der jeweiligen Vorlage des Gesamtberichts nach Absatz 2c Satz 1 möglich.

Absatz 2e dient der Durchsetzung der Pflichten nach Absatz 2a und der Erreichung des Ziels einer möglichst flächendeckenden Steuerungsfähigkeit der Netzbetreiber.

Zu diesem Zweck räumt Satz 1 der Bundesnetzagentur die Befugnis ein, in Anwendung des § 65 Absatz 2 insbesondere einem Verteilnetzbetreiber die sich aus Absatz 2a ergebende Pflicht (und die damit korrespondierende Befugnis) zur Fernsteuerung der an sein Netz angeschlossenen Erzeugungs- oder Speicheranlagen zu entziehen und sie auf einen vorgelagerten Verteilnetzbetreiber zu übertragen, wenn der nachgelagerte Netzbetreiber dauerhaft oder wiederholt gegen seine Pflichten nach Absatz 2a verstößt. Dabei ist die Reichweite der Übertragung auf den vorgelagerten Verteilnetzbetreiber auf die Fernsteuerung selbst sowie (bei Bedarf) auf mit der Fernsteuerung unmittelbar zusammenhängende und für diese erforderliche Bestandteile der Betriebsführung beschränkt.

Die Rechtsfolge spiegelt die zentrale Bedeutung der Steuerungsfähigkeit für die Systemsicherheit wider. Eine umfassende Einsetzung eines „Auffangverteilnetzbetreibers“ erfolgt aufgrund dieser Bestimmung also (anders als bei der Einsetzung eines Auffangmessstellenbetreibers nach Absatz 2f) nicht. Gegenüber einem vorgelagerten Verteilnetzbetreiber, dem seinerseits nur noch ein Übertragungsnetzbetreiber vorgelagert ist, findet diese Be-stimmung keine Anwendung. Es werden also keinem Übertragungsnetzbetreiber Pflichten oder Befugnisse eines Verteilnetzbetreibers übertragen.

Satz 2 bestimmt, dass in den Fällen, in denen eine Übertragung auf den vorgelagerten Netzbetreiber nach Satz 1 stattfindet, die sich aus dem EnWG oder anderen Gesetzen ergebende Pflicht eines Anlagenbetreibers, die Ansteuerbarkeit und Sichtbarkeit der von ihm betriebenen Anlage sicherzustellen, auch im Verhältnis zu dem vorgelagerten Netzbetreiber besteht. Damit wird sichergestellt, dass auch auf der Ebene der spiegelbildlichen Pflichten des Anlagenbetreibers die Übertragung nachvollzogen wird.

Der Netzbetreiber, dem die für die Steuerung erforderliche Betriebsführung entzogen wurde, hat die Möglichkeit gegenüber der Bundesnetzagentur nachzuweisen, dass er nunmehr in der Lage ist, die gesetzlichen Aufgaben nach § 12 Absatz 2a sowie die daraus resultierenden Pflichten aus Absatz 2b zu erfüllen. Weist er dies gegenüber der Regulierungsbehörde nach, kann diese die Betriebsführung in dem entsprechenden Umfang rückübertragen.

Absatz 2f soll insbesondere Bürokratie vermeiden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz wird bis zum 31. Dezember 2033 die Regelung auf ihre praktische Anwendung und die Notwendigkeit einer Weitergeltung hin überprüfen, weil sich Berichts- und Testerfordernisse im Zeitverlauf ändern können.

Absatz 2g unterstreicht noch einmal die zentrale Bedeutung eines beschleunigten Smart-Meter-Rollouts für die sichere und zuverlässige Ansteuerbarkeit auch von Kleinanlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen über Smart-Meter-Gateways. Der Aufbau und Betrieb der notwendigen digitalen Infrastruktur obliegt nach den Vorschriften des MsbG vor allem den Verteilernetzbetreibern in ihrer Rolle als grundzuständige Messstellenbetreiber (vgl. § 2 Satz 1 Nummer 4, Fall 1 MsbG). Vor diesem Hintergrund sollen diese neben dem in Absatz 2b Satz 1 vorgesehenen Test ihrer Steuerungsfähigkeit zusätzlich auch gemäß Absatz 2b Satz 2 die Umsetzung der Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 MsbG Absatz 1 überprüfen. Der erfolgte Grad der Umsetzung der Ausstattungsverpflichtung ist darüber hinaus auch Gegenstand des Gesamtberichts der Übertragungsnetzbetreiber nach Absatz 2c.

Absatz 2g ergänzt sowohl die Test-, Überprüfungs-, Vorlage- und Mitwirkungspflichten der Verteilernetzbetreiber, der Anlagenbetreiber sowie der grundzuständigen Messstellenbetreiber nach Absatz 2b als auch die Berichtspflicht der Übertragungsnetzbetreiber nach Absatz 2c und die Befugnisse der Bundesnetzagentur im Verhältnis zu den Verteilnetzbetreibern nach Absatz 2e durch ein wirksames Handlungsinstrumentarium der Bundesnetzagentur auch in Bezug auf die Ausstattungsverpflichtungen nach dem MsbG.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Nach Satz 1 Nummer 1 kann die Bundesnetzagentur dem grundzuständigen Messstellenbetreiber die Grundzuständigkeit nach § 2 Satz 1 Nummer 5 des Messstellenbetriebsgesetzes entziehen und die Einsetzung eines Auffangmessstellenbetreibers in Anwendung von § 76 Absatz 2 MsbG anordnen, wenn nach den Ergebnissen des Gesamtberichts nach Absatz 2c die Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 MsbG in dem Netzgebiet eines grundzuständigen Messstellenbetreibers um mindestens 25 Prozent unterschritten wurden und dies zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in mindestens einer Regelzone wesentlich beitragen könnte, etwa aufgrund fehlender steuerbarer Kapazität. Dabei ist stets die Sachlage im Zeitpunkt der Entziehung und der Anordnung maßgeblich. Da regelmäßig ein nicht unerheblicher zeitlicher Abstand zwischen dem Untersuchungszeitraum des Gesamtberichts nach Absatz 2c und der behördlichen Entscheidung liegen wird, wird vor einer entsprechenden Entziehung und Anordnung regelmäßig noch einmal in einem separaten Schritt in geeigneter Form zu überprüfen sein, ob der in dem Gesamtbericht festgestellte Verstoß weiter anhält. Gleiches gilt, wenn die Bundesnetzagentur auf anderem Wege als aus dem Gesamtbericht nach Absatz 2c, also etwa durch Mitteilungen Dritter oder aus sonstigen Prüfungen, Analysen oder Berichten von der Nichterfüllung der Pflichten nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 MsbG erfährt. Damit wird sichergestellt, dass immer dann, wenn eine Nichterfüllung der Pflichten nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung § 45 Absatz 1MsbG zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in mindestens einer Regelzone wesentlich beitragen könnte, die gleichen Rechtsfolgen greifen. Dadurch wird eine ungerechtfertigte Ungleichbehandlung von aus Sicht der Systemsicherheit gleich gefährlichen Fällen vermieden, die sonst drohen würde, wenn allein die in dem Gesamtbericht nach Absatz 2c erfassten Fälle eine entsprechende Entziehung und Anordnung seitens der Bundesnetzagentur zuließen.

Satz 1 Nummer 2 soll schließlich verhindern, dass eine Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems infolge einer fehlenden oder unzureichenden Erfüllung der Pflichten nach Absatz 2b oder der Mitwirkungspflicht nach Absatz 2c Satz 3 eines grundzuständigen Messstellenbetreibers bei der Durchführung der Tests und der Erstellung des Gesamtberichts nach Absatz 2c nicht entdeckt werden kann. Ein grundzuständiger Messstellenbetreiber soll die aus seiner Sicht gewichtige Rechtsfolge der Einsetzung eines Auffangmessstellenbetreibers auch nicht durch eine bewusste fehlende oder unzureichende Mitwirkung umgehen können. Durch die Regelung wird im Gegenteil ein Anreiz zu einer möglichst vollständigen und wahrheitsgemäßen Informationsweitergabe seitens der grundzuständigen Messstellenbetreiber im Rahmen der Testabrufe nach Absatz 2b geschaffen.

Wegen der Schwere der Rechtsfolge ist dem grundständigen Messstellenbetreiber nach Satz 2 in den zwei Fällen des Satzes 1 jeweils zunächst eine Gelegenheit zur Stellungnahme innerhalb einer angemessenen Frist zu gewähren.

Die Möglichkeit der Bundesnetzagentur, Aufsichtsmaßnahmen nach § 45 Absatz 2 in Ver-bindung mit § 76 MsbG gegenüber den grundzuständigen Messstellenbetreibern anzuordnen, wenn die Verpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Ab-satz 1 MsbG nicht erfüllt werden, bleibt unberührt. Diese Maßnahmen knüpfen anders als § 12 Absatz 2e nicht an einen wesentlichen Beitrag zu einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems an.

Absatz 2h vervollständigt neben den Absätzen 2e und 2g den Kanon der Rechtsfolgen, die im Zusammenhang mit der im Interesse der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems stattfindenden ferngesteuerten Regelung von Energieanlagen greifen. Gegenstand und Ziel ist die Gewährleistung der Ansteuerbarkeit von Energieanlagen als notwendiges Gegenstück zu der in Absätzen 2a geregelten Steuerungsfähigkeit der Netzbetreiber.

Satz 1 statuiert zu diesem Zweck eine Pflicht der Netzbetreiber zur Netztrennung oder anderweitigen Unterbindung der Einspeisung von Anlagen in ein Elektrizitätsversorgungs-netz, die dem ebenfalls in diesem Gesetz neu geschaffenen § 52a Absatz 1 EEG vergleichbar ist. Während § 52a Absatz 1 EEG aber bei eigenen Verstößen von Anlagenbetreibern gegen § 9 Absatz 1 oder 2 oder gegen § 10b EEG greift, findet diese Bestimmung nach ihrer Satz 1 Nummer 1 Anwendung, wenn der Messstellenbetreiber seine Pflichten nach § 3 Absatz 2 MsbG (also beispielsweise Einbau, Betrieb und Wartung der Messstelle und Messsysteme) verletzt und dadurch die Möglichkeit des Netzbetreibers, die Einspeiseleistung ferngesteuert zu regeln, nicht unerheblich beeinträchtigt wird. Die Regelung spiegelt, wie bereits Absatz 2g, die zentrale Rolle des Messstellenbetreibers und der Messstelle zur Gewährleistung der Steuerungsfähigkeit wider. Es ist auch sachgerecht, dass diese Rechtsfolgen an ein

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Fehlverhalten des Messstellenbetreibers, eines Dritten, anknüpfen. Denn es handelt sich insoweit nicht um eine Sanktion des Anlagenbetreibers, sondern um eine Maßnahme zur Abwehr der von einer nicht oder nur eingeschränkt fernsteuerbaren Anlage ausgehenden Gefahren für die Systemsicherheit, die den Anlagenbetreiber als Inhaber der tatsächlichen Sachherrschaft über die Anlage trifft. Diese Gefahr kann durch das Ergreifen von Maßnahmen gegen die Anlage am effizientesten abgewehrt werden. Wirtschaftlich wird der Nachteil, den der Anlagenbetreiber dadurch erleidet, durch die Schadensersatzregelung nach Satz 3 ausgeglichen. Wie § 52a Absatz 1 EEG ist Satz 1 auf Rechtsfolgenseite als gebundene Entscheidung ausgestaltet. Ein Ermessensspielraum steht den Netzbetreibern wegen der erheblichen Bedeutung der Systemsicherheit nicht zur Verfügung.

Satz 1 Nummer 2 stellt klar, dass die Rechtsfolgen nicht greifen, wenn die Anlage durch den Anlagenbetreiber bereits nachweislich außer Betrieb genommen wurde.

Satz 2 bestimmt die entsprechende Anwendbarkeit der die Netztrennung oder anderweitige Unterbindung der Einspeisung flankierenden Bestimmungen des § 52a Absatz 2 bis 7 EEG. Damit gilt hier zugunsten des Anlagenbetreibers und im Interesse der Verhältnismäßigkeit insbesondere auch das Erfordernis einer vorherigen Fristsetzung (§ 52a Absatz 2 EEG entsprechend). Erforderliche Befugnisse des Netzbetreibers zur Durchführung der Maßnahmen nach Satz 1, etwa zum Betreten des Grundstücks, auf dem sich die Anlage befindet (§ 52 Absatz 4 EEG entsprechend), bestehen auch hier. Auch die Kostentragung für die Netztrennung wird im Verhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber geregelt (§ 52a Absatz 7 EEG entsprechend).

Satz 3 räumt dem Anlagenbetreiber einen gesetzlichen Schadensersatzanspruch gegen den Messstellenbetreiber als Verursacher der durch die Maßnahmen nach Satz 1 abgewehrten Gefahr ein. Durch diesen Schadensersatzanspruch soll der Anlagenbetreiber einen wirtschaftlichen Ausgleich dafür erlangen, dass die Einspeisung seiner Anlage auf-grund des Fehlverhaltens eines Dritten unterbunden wird. Da die Pflichten nach § 3 Absatz 2 MsbG in die Sphäre des Messstellenbetreibers fallen und ihre Erfüllung durch den Anlagenbetreiber nur schwer überprüft werden kann, wird dabei nach Satz 4 widerleglich vermutet, dass der Anlagenbetreiber eine Pflichtverletzung nach Satz 1 Nummer 1 zu vertreten hat. Der Messstellenbetreiber kann sich exkulpieren. Satz 5 stellt klar, dass weitergehende Ersatzansprüche im Verhältnis zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Messstellenbetreiber unberührt bleiben.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 16 (§ 12f)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8.Dezember 2021.

Zu Nummer 17 (§ 13e)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. September 2021.

Zu Nummer 18 (§ 13h)

Es handelt sich um Folgeänderungen zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 19 (§ 13l)

Durch die Regelung wird den Übertragungsnetzbetreibern mit Regelzonenverantwortung ein weiteres Mittel zur Gewährleistung der Systemstabilität gegeben. Bereits nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) wird durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur geprüft, ob bestimmte Anlagen zur Energieerzeugung, die endgültig stillgelegt werden sollen, als systemrelevant auszuweisen sind. Dies ist nach § 13b

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

EnWG der Fall, wenn eine Stilllegung der Anlagen mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde. Im Fall der Systemrelevanz im Sinne des § 13b EnWG sind die Anlagen in der Netzreserve vorzuhalten.

Aus dem auf Grundlage des bisherigen § 12 Absatz 3b EnWG (inzwischen insoweit durch § 12i EnWG ersetzt) vorgelegten Systemstabilitätsbericht 2023 der vier Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung geht hervor, dass Umrüstungen von stillzulegenden Kraftwerken zu rotierenden Phasenschieberanlagen (rPSA) eine positive Auswirkung auf die Systemstabilität aufweisen und die Notwendigkeit zur Umrüstung nach aktueller Einschätzung in einigen Regionen bereits absehbar ist (S. 95 des Berichts). Zudem wurde die Priorität für solche Umrüstungen in den Handlungsempfehlungen des Systemstabilitätsberichts (S. 99) als „hoch“ bezeichnet. Umrüstungen von Bestandsanlagen können zwar die Errichtung von Netzbetriebsmitteln der Netzbetreiber wie sog. Static Synchronous Compensator (STATCOM)-Anlagen, Mechanically Switched Capacitor with Damping Network (MSCDN)-Anlagen und von den Übertragungsnetzbetreibern selbst errichteten rPSA langfristig nicht ersetzen. Sie sind jedoch vor allem als Übergangs- und Ergänzungslösung von großer Relevanz, wenn geplante Netzbetriebsmittel nicht rechtzeitig realisiert werden können oder die Bedarfe an den Märkten für Systemdienstleistungen nicht gedeckt werden können.

Ziel der Neuregelung ist es, eine klimafreundlichere Alternative zur Vorhaltung in der Netzreserve zu schaffen, wenn an dem Standort einer stillzulegenden konventionelle, also mit fossilen Energieträgern betriebenen Erzeugungsanlage keine Wirkleistungseinspeisung benötigt wird, sondern (nur) ein Bedarf zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung bzw. zusätzlich ggf. auch zur Bereitstellung von Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve) besteht. Austechnischen Gründen wird die Umrüstung von stillzulegenden erneuerbaren Erzeugungsanlagen wie zum Beispiel Windkraftanlagen nach dieser Norm regelmäßig nicht in Betracht kommen. Für den Standort der Anlage ist entscheidend, dass die Anlage einen entscheidenden Beitrag zur Deckung eines regionalen Defizits leisten kann. Aufgrund der geringeren netztechnischen Wirkung sind Anlagen zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie Momentanreserve stets in örtlicher Nähe zum entsprechenden Bedarf zu errichten. Als – im Vergleich zur Vorhaltung der Gesamtanlage in der Netzreserve effizientere – Lösung kommt insbesondere die Umrüstung von Bestandskraftwerken zu rPSA in Betracht. Für einzelne Kraftwerke gibt es bereits die Möglichkeit der Umrüstung und Vorhaltung der Anlage für die Zwecke der Versorgungssicherheit (der bisherige § 26 Absatz 4 KVBG, der durch diese Gesetzesänderung entfällt, und § 42 Absatz 3 KVBG). Durch eine teilweise Vereinheitlichung der Regelungen wird damit zusätzliche Rechtssicherheit geschaffen. Mit der Neuregelung wird die Möglichkeit auf weitere Anlagen, insbesondere auf Anlagen zur Kohleverbrennung, erstreckt. Dies entspricht den Zielen des § 1. Die Nutzung einer Anlage ohne Verfeuerung fossiler Brennstoffe, insbesondere Steinkohle, führt zu Einsparungen von Emissionen und Kosten. Dabei ist die Umrüstung zu rPSA der praktisch relevanteste Anwendungsfall. Die Regelung ist aber bewusst technologieoffen ausgestaltet, lässt also auch andere technische Lösungen zu.

Diese Alternative zur Vorhaltung der Kraftwerke in der Netzreserve besteht in der Umrüstung zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve). Die Alternative greift vor allem, wenn es lediglich um die Spannungssicherheit geht. Sie kann aber auch greifen, wenn eine Anlage aus genehmigungsrechtlichen Gründen oder aufgrund gesetzlicher Vorgaben nicht weiter in der bisherigen Form zur Verfeuerung fossiler Brennstoffe genutzt werden kann und deshalb stillzulegen wäre. Die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist während der Umrüstung weiterhin zu gewährleisten.

Voraussetzung für die Umrüstung von Kraftwerken zu Betriebsmitteln zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung, deren derzeit bestehendes technisches Anwendungsbeispiel rotierende Phasenschiebern sind, ist der Nachweis des temporären technischen Bedarfs. Die technische Notwendigkeit der Umrüstung einer Anlage zum rotierenden Phasenschieber ist von dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber darzulegen und von der Bundesnetzagentur zu bestätigen.

Das Eigentum oder sonstige dingliche Rechte an dem Phasenschieber gehen aufgrund des Umrüstungsverlangens nicht auf die Übertragungsnetzbetreiber über. Die Anlagenbetreiber erhalten eine angemessene Vergütung entsprechend den Regelungen zur Netzreserve. Für die Kosten der Umbaumaßnahmen an der Anlage wird in Absatz 5 ein gesonderter Kostenerstattungsanspruch der Anlagenbetreiber gegen die Übertragungsnetzbetreiber geschaffen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Der Umbau von Kraftwerken zu rotierenden Phasenschiebern ergänzt die Bereitstellung von Blindleistung aus Netzbetriebsmitteln, die Erbringung im Rahmen der Technischen Anschlussregeln (TAR) des Forum Netztechnik/Netzbetrieb im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE FNN) und die marktgestützte Beschaffung von Systemdienstleistungen nach § 12h. Beabsichtigt der Anlagenbetreiber den Umbau und den Betrieb des Phasenschiebers oder einer anderen geeigneten Anlage zur Erbringung der geforderten Systembedarfe in Eigenverantwortung, kann dies den Bedarf zur Umrüstung aufheben.

Zu Absatz 1

Absatz 1 legt den Anwendungsbereich und die Voraussetzungen des (einfachen) Umrüstungsverlangens fest. Es sind alle Erzeugungsanlagen mit einer Nennleistung von mindestens 50 Megawatt erfasst, die wegen einer Anzeige des Anlagenbetreibers oder aufgrund einer gesetzlichen Regelung endgültig stillgelegt werden sollen. Voraussetzung ist zudem, dass die Anlagen wegen des Bedarfs an Spannungshaltung oder wegen anderweitiger Systemstabilitätsaspekte systemseitig erforderlich sind. Dies sind zum einen Anlagen der Netzreserve bzw. solche, die als systemrelevant auszuweisen wären, aber nicht anderweitig zur Wirkleistungseinspeisung, etwa für Redispatchzwecke, benötigt werden. Zum anderen handelt es sich um Anlagen, die gar nicht in der Netzreserve gebunden werden könnten, da keine Wirkleistungsbereitstellung möglich wäre (z.B. Anlagen, für die eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung ausläuft und auch nicht wiedererlangt werden kann). Zur Vereinheitlichung der rechtlichen Voraussetzungen gehen diese bisher spezialgesetzlich geregelten Vorschriften über in den neuen § 13l Absatz 1 Nummer 1. Steinkohleanlagen, Steinkohle-Kleinanlagen und Braunkohle-Kleinanlagen, die einen Zuschlag nach dem KVBG erhalten haben oder die aufgrund der gesetzlichen Reduzierung stillzulegen wären, sind bereits teilweise über die Vorschriften des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes erfasst. Der Schwellenwert von 50 Megawatt (analog § 13b Absatz 5 Satz 1) dient dazu, kleine Anlagen, deren Umrüstung volkswirtschaftlich nicht effizient wäre, vom Anwendungsbereich des Umrüstungsverlangens auszunehmen.

Auch die zu rotierenden Phasenschiebern umrüstungsfähigen Anlagen der Kapazitätsreserve im Sinne des § 13e Absatz 1 sind erfasst. Für die Betreiber von Anlagen, die in der Kapazitätsreserve gebunden sind, gilt nach § 13e Absatz 4 Satz 1 Nummer 2 erster Halbsatz, dass sie „diese Anlagen endgültig stilllegen [müssen], sobald die Anlagen nicht mehr in der Kapazitätsreserve gebunden sind (Rückkehrverbot), wobei § 13e Absatz 2 Satz 4 sowie die Regelungen zur Stilllegung von Erzeugungsanlagen nach den §§ 13b und 13c sowie zur Netzreserve nach § 13d unberührt bleiben“. In der Begründung zum Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) wird dazu klargestellt: „Durch die Bezugnahme auf die Regelungen zur Netzreserve wird sichergestellt, dass Anlagen der Kapazitätsreserve weiterhin in der Netzreserve zum Einsatz kommen können, wenn diese als systemrelevante Anlagen ausgewiesen worden sind“ (BT-Drucksache 18/7317, S. 100).

Absatz 6 nimmt die Braunkohleanlagen, die in der Anlage 2 zum Kohleverstromungsbeendigungsgesetz genannt werden, von dem Anwendungsbereich des § 13l aus.

Weitere Voraussetzung für die Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel im Sinne dieses Absatzes ist nach Absatz 1 Nummer 2, dass die Stilllegung wegen des Bedarfs zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde. Blind- und Kurzschlussleistung umfasst sowohl die Spannungshaltung, als auch die Bereitstellung von dynamischer Blindleistung für Aspekte der Spannungsstabilität. Sie werden für Regelungshandlungen mit dem Ziel benötigt, einen vom Netzbetreiber vorgegeben Spannungs- oder Blindleistungssollwert einzuhalten. Die Bereitstellung von Blindleistung durch einen Anbieter (z. B. Erzeugungsanlage oder Verbraucher) ist dabei zum Zwecke der Spannungshaltung im Netz des relevanten Netzbetreibers zu verstehen, um schnelle (dynamische) und langsame (quasistationäre) Spannungsänderungen im Netz des Netzbetreibers in verträglichen Grenzen zu halten. Abzugrenzen davon ist die Einspeisung eines Blindstromes oder Kurzschlussstromes im Fehlerfall. Unter Kurzschlussstrom ist ein insbesondere von einer Synchronmaschine oder durch einen netzbildenden Umrichter eingespeister Strom aufgrund einer durch einen Fehler verursachten Spannungsabweichung zu verstehen. Relevant ist dabei der Anfangskurzschlusswechselstrom (= Effektivwert des Wechselstromanteils eines zu erwartenden Kurzschlussstroms im Augenblick des Kurzschlusseintritts). Dieser trägt u.a. dazu bei, das selektive Abschalten von Betriebsmitteln zu ermöglichen. Dynamische Blindstromstützung ist die Einspeisung eines Stroms aus nichtsynchronen Stromerzeugungsanlagen (darunter fallen auch nichtsynchrone Speicher) oder einem Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs- (HGÜ)-System während einer durch einen elektrischen Fehler verursachten Spannungsabweichung, die u.a. dazu dient,

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

einen Fehler von Netzschutzsystemen im Anfangsstadium zu erkennen und die Aufrechterhaltung der Netzspannung zu unterstützen.

Ferner ist nach Absatz 1 Nummer 3 erforderlich, dass die Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann. Eine andere angemessene Maßnahme im vorgenannten Sinne (bzw. ein milderes Mittel im Vergleich zur Umrüstung) liegt insbesondere dann vor, wenn eine marktgestützte Beschaffung der benötigten Systemdienstleistung nach § 12h EnWG möglich ist. Soweit für Anlagen eine Verpflichtung zur Anzeige der Stilllegung nach § 13b Absatz 1 besteht, handelt es sich bei dem Umrüstungsverlangen nach Absatz 1 um ein milderes Mittel im Vergleich zu einer Ausweisung der Systemrelevanz für die gesamte Erzeugungsanlage. Dies ergibt sich bereits aus der Definition der Systemrelevanz in § 13b Absatz 2 Satz 2, da diese nicht für die gesamte Erzeugungsanlage vorliegt, wenn die Gefährdung oder Störung durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann. Im Verhältnis zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft einer gesamten Anlage spart eine Umrüstung zu einem rotierenden Phasenschieber Netzkosten und ermöglicht dem Anlagenbetreiber, insbesondere bei Kohleanlagen, große Teile des bisher für den Betrieb des Kraftwerks benötigten Grundstücks anderweitig zu nutzen.

Die Umrüstung und der Betrieb müssen nach Absatz 1 Nummer 4 den Zielen des EnWG entsprechen, d.h. sie müssen u.a. preisgünstig, effizient und umweltverträglich sein (§ 1 Absatz 1). Zudem müssen sie den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen (§ 1 Absatz 2) dienen. Auch in diesem Zusammenhang ist zu prüfen, ob die entsprechende Systemdienstleitung nicht im Wege der marktgestützten Beschaffung nach § 12h EnWG beschafft werden kann. Denn dann dürfte die Umrüstung u.a. nicht die preisgünstigste Alternative sein.

Die Umrüstung muss ferner auch volkswirtschaftlich sinnvoll sein. Es ist darzulegen, dass die Umrüstung und der Betrieb der rotierenden Phasenschieberanlage im Vergleich zum Weiterbetrieb des Kraftwerks in der Netzreserve kostengünstiger sind.

Zu Absatz 2

Absatz 2 sieht ein im Vergleich zu Absatz 1 erweitertes Umrüstungsverlangen vor. Nach dieser Bestimmung kann der Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung bei Gelegenheit der Umrüstung nach Absatz 1 auch verlangen, dass die Erzeugungsanlage so umgerüstet wird, dass sie neben den in Absatz 1 genannten Systemsicherheitsmaßnahmen (Blind- und Kurzschlussleistung) zusätzlich auch Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve) bereitstellen kann. Soweit die Voraussetzungen von Absatz 1 Nummer 1 bis 4 erfüllt sind und zudem auch ein entsprechender Bedarf an Momentanreserve am Standort der bisherigen Erzeugungsanlage besteht und die Stilllegung dieser Erzeugungsanlage auch wegen dieses Bedarfs mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde und die Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann, richtet sich der Anspruch des Übertragungsnetzbetreibers nach diesem Absatz auch darauf, dass für die Bereitstellung von ausreichend Momentanreserve erforderlichen Maßnahmen getroffen werden, sofern dies verhältnismäßig ist. Dies umfasst die Installation zusätzlicher Schwungmassen im erforderlichen Umfang sowie die Installation weiterer Komponenten, die für den späteren Betrieb notwendig sind. Die Umrüstung nach Absatz 2 findet nur bei Gelegenheit einer Umrüstung nach Absatz 1 statt. Ein selbstständiges Umrüstungsverlangen nur zum Zwecke der Bereitstellung von Momentanreserve begründet Absatz 2 nicht.

Bei der Momentanreserve handelt es sich um eine inhärente oder regelungstechnisch umgesetzte Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht, um eine, gegebenenfalls auch nur lokale, Überschreitung von Grenzwerten der Frequenzhaltung, die für die Netzstabilität kritisch sein kann, zu verhindern. Unter einer inhärenten Reaktion ist insbesondere die Momentanreserve aus Synchronmaschinen (Schwungmasse) wie bei einer rPSA oder netzbildenden Umrichtern (synthetische Schwungmasse) zu verstehen, die das Ziel hat, Frequenzgradienten zu begrenzen. Die Momentanreserve reagiert dabei unverzögert auf kurzzeitige Änderungen des Spannungswinkels, wirkt dem Wirkleistungsungleichgewicht entgegen und begrenzt den Frequenzgradienten im Ursprung. Unter die regelungstechnisch umgesetzte Reaktion fallen regelungsbasierte Wirkleistungsänderungen, welche verzögert zur Stützung der Frequenz beitragen.

Davon abzugrenzen ist Regelleistung. Obschon die Momentanreserve einem Wirkleistungsungleichgewicht entgegenwirkt, handelt es sich dabei um keine klassische Form der Energieerzeugung wie etwa in fossilen oder

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Zwar wird durch rotierende Phasenschieber auch inhärent Momentanreserve netzstabilisierend bereitgestellt, aber in bestimmten Bauausführungen kann ein Phasenschieber auch mit geringer rotierender Masse zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung eingesetzt werden und verfügt damit nur über eine geringe Anlaufzeitkonstante (wichtige Kenngröße für die Bereitstellung von Momentanreserve).

Absatz 2 Satz 2 regelt, dass der Übertragungsnetzbetreiber als Bestandteil des erweiterten Umrüstungsverlangens verlangen kann, dass die für die Bereitstellung von Momentanreserve erforderlichen Komponenten, wie insbesondere Schwungmassen in angemessenem Umfang installiert werden. Damit wird die Anlaufzeitkonstante erhöht. Hiermit bietet sich den Übertragungsnetzbetreibern eine kostengünstige und emissionsfreie Möglichkeit, im Rahmen eines ohnehin stattfindenden Umbaus die Netzstabilität zu erhöhen, da die Bereitstellung von Momentanreserve durch eine rPSA keine Verfeuerung von fossilen Brennstoffen in der Anlage erfordert. Die Kosten der Umrüstung für die Erhöhung der Anlaufzeitkonstante des rotierenden Phasenschiebers sind in diesem Fall Bestandteil der Kosten für die Umrüstung und daher auch refinanzierungsfähig.

Zu Absatz 3

Absatz 3 regelt den Verfahrensablauf und die für eine Umrüstung oder erweiterte Umrüstung erforderliche Genehmigung. Eine Anlage, die endgültig stillgelegt werden soll, unterfällt der Vorschrift des § 13b. Für die Umrüstung zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung stellt der Übertragungsnetzbetreiber nach Satz 1 einen Antrag spätestens sechs Monate vor dem Zeitpunkt der Stilllegung der Erzeugungsanlage nach Absatz 3 Satz 1 einen mit einer Begründung versehenen, schriftlichen oder elektronischen Antrag auf Genehmigung des Umrüstungsverlangens an die Bundesnetzagentur. Zudem übermittelt er dem Anlagenbetreiber unverzüglich eine schriftliche oder elektronische Kopie dieses Antrags. Die erforderlichen Inhalte des Antrags werden ebenfalls in Absatz 3 genannt. Es bedarf nach Absatz 3 Satz 2 eines Nachweises der Notwendigkeit der Umrüstung der Anlage zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie im Falle des Absatzes 2 der Trägheit der lokalen Netzstabilität. Dieser Nachweis soll auf die in Satz 3 genannten Analysen und Berichte gestützt werden. Im Einzelfall kann die Notwendigkeit jedoch auch anderweitig nachgewiesen werden. Die Aufzählung in Satz 2 ist also nicht abschließend.

Die Bundesnetzagentur prüft den Antrag und hat ihn nach Absatz 3 Satz 4 zu genehmigen, wenn die in Absatz 1 beziehungsweise im Falle eines erweiterten Umrüstungsverlangens zusätzlich die in Absatz 2 genannten Voraussetzungen vorliegen. Die Prüfung umfasst den Bedarf und damit die Notwendigkeit der Umrüstung selbst. Der Anlagenbetreiber ist jedoch selbst dafür verantwortlich, etwaige Genehmigungen für den späteren Betrieb der umgerüsteten Anlage einzuholen, etwa in bundesimmissionsschutzrechtlicher oder baurechtlicher Hinsicht. Die Genehmigung des Umrüstungsverlangens oder des erweiterten Umrüstungsverlangens ist für den Zeitraum zu erteilen, der für die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich ist. Dabei darf der in Absatz 3 Satz 2 genannte Maximalzeitraum nicht überschritten werden. Zuständig für die Beurteilung der technischen und rechtlichen Betriebsmöglichkeit sind hingegen die nach Landesrecht zuständigen Behörden. Noch einzuholende Genehmigungen und dergleichen beinträchtigen die rechtliche Betriebsmöglichkeit nicht. Entscheidend ist, dass entsprechende Genehmigungen bzw. technische Nachweise überhaupt einholbar sind. Die Genehmigung kann nach Absatz 3 Satz 5 unter Bedingungen erteilt und mit Auflagen verbunden werden. Satz 6 stellt sicher, dass auch der Betreiber der Erzeugungsanlage rechtzeitig alle erforderlichen Informationen erhält, indem er bestimmt, dass der Betreiber des Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung dem Betreiber der Erzeugungsanlage unverzüglich nach Zugang eine schriftliche oder elektronische Kopie der Genehmigung zu übermitteln hat.

Zu Absatz 4

Die Umrüstung der Erzeugungsanlage und der Betrieb des durch die Umrüstung hergestellten Betriebsmittels erfolgen in dem Umfang und für den Zeitraum, die zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich sind. Der Zeitraum darf nach Absatz 4 Satz 2 acht Jahre nicht überschreiten, was den Charakter der Umrüstung nach § 13l als Übergangslösung widerspiegelt und den mit der Regelung verbundenen Eingriff in das Eigentum des Betreibers der Erzeugungsanlage zeitlich begrenzt. Eine Folgegenehmigung ist innerhalb dieses Zeitraums grundsätzlich möglich. Der Verpflichtungszeitraum von acht Jahren beginnt mit der Inbetriebnahme des Betriebsmittels zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung. Als Inbetriebnahme gilt entsprechend § 118 Absatz 6 Satz 6 der erstmalige Bezug von elektrischer Energie für den Probebetrieb des Betriebsmittels zur Bereitstellung von Blind- und Kurschlussleistung sowie ggf. Momentanreserve.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Absatz 4 Satz 3 erster Halbsatz bestimmt, dass das durch die Umrüstung nach Absatz 1 oder 2 entstandene Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung ausschließlich nach Maßgabe der von den Betreibern von Übertragungsnetzen angeforderten Systemsicherheitsmaßnahmen betrieben werden darf, um eine Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems abzuwenden. Dies bedeutet auch, dass weder der Anlagenbetreiber noch der Übertragungsnetzbetreiber die Leistung oder Arbeit dieser Anlagen ganz oder teilweise veräußern darf (Vermarktungsverbot). Negative Einflüsse auf den marktlichen Wettbewerb sollen minimiert werden. Nach dem Ablauf der angeforderten Verpflichtung des Anlagenbetreibers besteht kein Markt- und Rückkehrverbot, sondern der Anlagenbetreiber kann den Phasenschieber etwa zur Blindleistungsbereitstellung marktlich einsetzen. Für die Umrüstung erlangte und noch vorhandene investive Vorteile werden durch den Verweis in Absatz 5 Satz 5 auf die Regelungen des § 13c Absatz 4 Satz 2 und 3 abgeschöpft, um Marktverzerrungen zu vermeiden.

Nach Absatz 4 Satz 3 zweiter Halbsatz gilt in dem nach Absatz 4 Satz 2 bestimmten Zeitraum ferner ein Stilllegungsverbot für die betroffene Anlage in dem Umfang, in dem sie zur Erreichung der Zwecke nach Absatz 1 benötigt wird.

Ab dem Zeitpunkt der Genehmigung der Umrüstung ist § 13b nach Absatz 4 Satz 4 nicht anzuwenden. Dies stellt auch klar, dass die Verpflichtung zur Vorhaltung und Ermöglichung der Betriebsbereitschaft der Erzeugungsanlage nach § 13b Absatz 5 Satz 11 in der Umrüstungsphase und der Betriebsphase des durch die Umrüstung entstandenen Betriebsmittels nicht anzuwenden ist, sondern nur die Verpflichtungen nach diesem § 13l gelten.

Zu Absatz 5

Der Anlagenbetreiber erhält nach Absatz 5 Satz 1 die nachgewiesenen Kosten für die Umrüstung seiner Erzeugungsanlage und eine angemessene Vergütung für den Betrieb und die Vorhaltung entsprechend der Regelungen in der Netzreserve. Zu den Kosten der Umrüstung zählen auch Planungs- und Genehmigungskosten. Unbeschadet der gesetzlichen Verpflichtungen erfolgt auf Grundlage der anlagenspezifischen Kostenstruktur die Kostenerstattung sowie Vergütung der Anlagen und deren Einsatz auf Grundlage des Abschlusses von Verträgen zwischen Betreibern von Übertragungsnetzen und Anlagenbetreibern in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur. Vor Fertigstellung und Übergabe der umgerüsteten Anlage kann der Anlagenbetreiber in der Umrüstungsphase vertraglich geregelte Abschlagszahlungen für die Umrüstung geltend machen. Die Refinanzierung der dem Übertragungsnetzbetreiber entstehenden Kosten erfolgt entsprechend den Regelungen in der Netzreserve nach § 13c Absatz 5. Die Kosten der Umrüstung von Anlagen zu rotierenden Phasenschiebern und die Kosten der Vorhaltung und des Betriebs sind für die Übertragungsnetzbetreiber nicht beeinflussbar. Sie sind vergleichbar mit den Kosten der Netzreserve und daher regulatorisch ebenso zu behandeln. Im Gegensatz zu Anlagen in der Netzreserve, die zur endgültigen Stilllegung angezeigt wurden, ist es dem Anlagenbetreiber nach Rückerstattung der investiven Vorteile möglich, die umgerüstete Anlage eigenständig weiter zu nutzen; er muss das Betriebsmittel nicht nach Ende des Verpflichtungszeitraums stilllegen.

Zu Absatz 6

Absatz 6 nimmt die Braunkohleanlagen, die in der Anlage 2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetz genannt werden, von dem Anwendungsbereich des § 13l aus.

Zu Nummer 20 (§ 14)

Zu Buchstabe a

Die Änderung der Überschrift spiegelt die Ergänzung des § 14 um eine Festlegungskompetenz für die Bundesnetzagentur sowie die Evaluierung durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz wider.

Zu Buchstabe b

Abweichend von Satz 1 ist § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2 bis zum Ablauf des [31. Dezember 2031] nur nach Maßgabe der in Absatz 1a genannten Festlegung auf Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen entsprechend anwendbar. Im Übrigen bleiben die §§ 13 bis 13c einschließlich der dazugehörigen Festlegungskompetenzen nach § 13j entsprechend anwendbar.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe c

Absatz 1a ermächtigt die Regulierungsbehörde, die Anwendbarkeit des bilanziellen Ausgleich auf die Verteilernetzebene zu erstrekcen. Sie kann insbesondere den gezielten bilanziellen Ausgleich auf bestimmte Netzebenen oder auf bestimmte Netzbetreiber – beispielsweise in Abhängigkeit von der Relevanz der Netze für Redispatch – erweitern. Die Festlegung erfolgt nach § 67 unter Beteiligung der betroffenen Unternehmen.

Besteht für Betreiber von Verteilernetzen keine Pflicht zum bilanziellen Ausgleich, ist der Bilanzkreisverantwortliche der Anlage gemäß Artikel 17 Ab-satz 1 EB-VO und § 4 Absatz 2 Satz 2 Stromnetzzugangsverordnung verpflichtet, den Bilanzkreis im Falle einer Redispatch-Maßnahme auszugleichen. Die in diesem Fall anfallenden Kosten werden nach Absatz 1b als angemessener Aufwendungsersatz vom Netzbetreiber als Teil des finanziellen Ausgleichs erstattet.

Die Regelung des Absatz 1b in Satz 1 führt statt des bilanziellen Ausgleichs durch den Verteilernetzbetreiber bei Redispatch-Maßnahmen von Verteilernetzbetreibern einen finanziellen Aufwendungsersatz ein. Anspruchsberechtigt ist der Betreiber der Anlage. Zwar wird der bilanzielle Ausgleich vom Bilanzkreisverantwortlichen des betroffenen Bilanzkreises durchgeführt. Um die Abrechnung zu vereinheitlichen und im Einklang mit § 13a Absatz 2 erfolgt der finanzielle Aufwendungsersatz aber direkt mit dem Anlagenbetreiber. Anlagenbetreiber und Lieferant bzw. Vermarktungsunternehmen steht es frei, vertragliche Abreden über den Ausgleich in ihrem zivilrechtlichen Innenverhältnis zu treffen.

Der Aufwendungsersatz ist Bestandteil des finanziellen Ausgleichs nach § 14 Absatz 1 Satz 1 in Verbindung mit § 13a Absatz 2. Im Fall des negativen Redispatch tritt der bilanzielle Ausgleich an die Stelle der Erzeugung der Strommengen durch den Anlagenbetreiber. Ein weiterer finanzieller Ausgleich ist damit eben so wenig geboten wie im Falle des bilanziellen Ausgleichs durch den Netzbetreiber.

Nach Satz 2 erstattet der Anlagenbetreiber wirtschaftliche Vorteile, die im Zusammenhang mit dem bilanziellen Ausgleich entstehen, dem Verteilernetzbetreiber. Dabei ist unerheblich, ob die wirtschaftlichen Vorteile beim Bilanzkreisverantwortlichen, beim Anlagenbetreiber oder bei einem anderen Vertragspartner dieser Parteien entstehen. Entscheidend ist, dass diese durch die Redispatch-Maßnahme und den dadurch notwendigen Bilanzkreisausgleich begründet sind. Wirtschaftliche Vorteile können beispielsweise in Zeiten von negativen Preisen oder beim positiven Redispatch entstehen.

Satz 3 ermächtigt die Bundesnetzagentur dazu, durch Festlegung nähere Regelungen zur Bestimmung der Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes und der Bestimmung wirtschaftlicher Vorteile zu treffen. Sie gibt diesbezüglich nach Satz 4 insbesondere pauschale Bestimmungsmethoden vor. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass der Nachweis des tatsächlichen Aufwandes und der wirtschaftlichen Vorteile (finanzielle Kompensation) im Einzelfall schwierig und aufwendig sein können. Pauschale Bestimmungsmethoden vereinfachen die Geltendmachung des Aufwendungsersatzes durch den Anlagenbetreiber und die Prüfung der geltend gemachten wirtschaftlichen Vorteile durch den Verteilernetzbetreiber. Die Bundesnetzagentur entwickelt dabei auch Anreize, die durch die Bestimmungsmethode erzielt werden sollen. Dies gilt sowohl für Anreize gegenüber den Verteilernetzbetreibern, als auch gegenüber den Anlagenbetreibern und deren Direktvermarktern und Bilanzkreisverantwortlichen. Insbesondere darf die finanzielle Kompensation nicht zu einer vermehrten Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie führen. Ein geeignetes Anreizsystem muss daher insbesondere sicherstellen, dass eine vorherige und rechtzeitige Unterrichtung über die geplante Maßnahme gemäß § 14 Abs. 1 oder Abs. 1c Satz 1 in Verbindung mit § 13 Abs. 1a Satz 4 durch den Netzbetreiber erfolgt und dass diese vom Bilanzkreisverantwortlichen im Sinne einer Anpassung seines marktlichen Verhaltens verwertet wird.

Satz 5 regelt, dass kein Aufwendungsersatz erfolgt, wenn der Strom nach § 57 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch den Übertragungsnetzbetreiber vermarktet wird. Dies korrespondiert mit § 13a Absatz 2 Satz 5, wonach der bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber in diesen Fällen nicht auf den finanziellen Ausgleich anzurechnen ist. Zwar ist auch der Übertragungsnetzbetreiber in seiner Rolle als Vermarkter der EEG-Mengen verpflichtet, seinen Bilanzkreis möglichst gut auszugleichen und dabei auch Redispatch-Maßnahmen zu berücksichtigen. Da Redispatch-Maßnahmen gegenüber Anlagen, deren Strom nach § 57 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vermarktet wird, derzeit aber relativ selten sind und diese Anlagen eher klein sind, würde der Transaktionsaufwand für die Abwicklung eines finanziellen Aufwendungsersatzes in keinem vernünftigen Verhältnis zum wirtschaftlichen Interesse stehen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Satz 6 verpflichtet das Bundeswirtschaftsministerium dazu, zum 1. Juli 2027 zu evaluieren, inwiefern die erzielten Fortschritte hinreichend im Hinblick auf die notwendigen Funktionalitäten sind, damit die Elektrizitätsverteilnetzbetreiber nach Ablauf des Ausnahmezeitraums den bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen selbstständig durchführen können.

Zu Buchstabe d

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Nummer 21 (§ 14d)

Nach dem bisherigen § 14d Absatz 10 liegen die Errichtung und der Betrieb von Elektrizitätsverteilernetzen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit. Vor diesem Hintergrund soll der beschleunigte Ausbau des Elektrizitätsverteilernetzes einschließlich der für den Betrieb notwendigen Anlagen nach dem neuen Satz 2 solange als vorrangiger Belang in die Schutzgüterabwägung eingebracht werden, bis die Stromversorgung im Bundesgebiet im Jahr 2045 nahezu treibhausgasneutral ist. Der Ausbau des Elektrizitätsverteilernetzes leistet einen wichtigen Beitrag zum Ausbau der Erneuerbaren Energien. Er trägt daher zur Erreichung der Treibhausgasneutralität sowie der Zielsetzungen der Bundesregierung zum Klimaschutz und der Europäischen Union im Energie- und Klimabereich bei. Das höchstrangige Gemeinwohlinteresse an einem beschleunigten Ausbau des Elektrizitätsverteilernetzes als Teil der Klimatransformation kann somit nur noch in Ausnahmefällen überwunden werden, d. h. der Abwägungsprozess ist insoweit voreingestellt. Öffentliche und private Interessen können dem beschleunigten Ausbau des Elektrizitätsverteilernetzes als wesentlichem Beitrag zur Erreichung der Treibhausgasneutralität nur entgegenstehen, wenn sie mit einem vergleichbaren verfassungsrechtlichen Rang geschützt sind. Nach dem neuen Satz 3 gilt Satz 2 nicht gegenüber Belangen zur Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung. Die neu eingefügten Sätze 2 und 3 sind angelehnt an § 43 Absatz 3a Satz 2 EnWG und dienen der Vereinheitlichung der Rechtslage.

Zu Nummer 22 (§ 14e)

Zu Buchstabe a

Die Änderungen in § 14e Absatz 2 vervollständigen die bisherige Regelung. Sie stehen im Zusammenhang mit der Vorgabe für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen in § 17c EnWG (neu) und § 18a EnWG (neu), künftig für alle Arten von Netzanschlussbegehren digitale Netzanschlussportale zur Verfügung zu stellen. Entsprechend wird die bestehende Funktion, den zuständigen Netzbetreiber für ein Netzanschlussbegehren zu ermitteln, auf alle Anlagentypen (Erzeugungsanlagen, Verbrauchseinrichtungen und Energiespeicheranlagen) und über die Niederspannung hinaus auf alle Spannungsebenen des Elektrizitätsverteilernetzes ausgeweitet. So können alle Netzanschlussbegehrenden über die gemeinsame Internetplattform auf die Seite des zuständigen Verteilernetz-betreibers gelangen, um dort den Netzanschlussprozess durchführen zu können.

Diese Funktion ist nach dem neuen Satz 2 künftig auch über eine Programmierschnittstelle zu ermöglichen. Hierdurch sollen manuelle Zwischenschritte reduziert werden. Insbesondere das Massengeschäft mit PV-Dachanlagen, privaten Ladepunkten für E-Mobile und Heimspeichern dürfte hiervon profitieren. In Kombination mit den in § 17c Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 (neu) und § 18a Satz 2 Nummer 3 vorgesehenen Programmierschnittstellen kann das Netzanschlussverfahren vollautomatisiert durchgeführt werden.

Zu Buchstabe b

§ 14e Absatz 2a EnWG (neu) sieht die Veröffentlichung relevanter Informationen zum digitalen Netzanschlussverfahren an zentraler Stelle auf der gemeinsamen Internetplattform vor. Zu veröffentlichen sind dort die Beschreibungen und die jeweils eindeutige Angabe des genauen elektronischen Speicherorts (sog. Uniform Resource Locator, „URL“) der Programmierschnittstellen, die im Rahmen von §§ 17c, 18a EnWG von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern zur Verfügung zu stellen sind.

Der neu eingefügte § 14e Absatz 2b EnWG sieht vor, dass jedermann spätestens zwei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes über die gemeinsame Internetplattform der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber auf die Internetseite des zuständigen Netzbetreibers gelangen kann, um dort eine unverbindliche Netzanschlussauskunft nach dem neuen § 17a EnWG einzuholen. Hierdurch wird der zentrale Einstieg in das digitale Anschlussverfahren nach § 14e Absatz 2 um die Möglichkeit der unverbindlichen Vorabauskunft ergänzt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 23 (§ 15c Absatz 2)

Es handelt sich um eine redaktionelle Korrektur, da versehentlich ein Pflichtinhalt des Netzentwicklungsplans gelöscht wurde.

Zu Nummer 24 (§ 17)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Anpassung an die nunmehr existierende Definition der Energiespeicheranlage in § 3 Nummer 34 (neu), bisher § 3 Nummer 15d (alt).

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine sprachliche Klarstellung.

Zu Buchstabe c

Der neue § 17 Absatz 2a EnWG sieht vor, dass der mit diesem Gesetz in § 8e Erneuerbare-Energien-Gesetz für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien geschaffene Mechanismus zur Reservierung von Netzanschlusskapazität entsprechend auf Energiespeicheranlagen anzuwenden ist. Um der Regelung in §17 Absatz 2a Satz 1, die EE-Anlagen und Energiespeicheranlagen in Netzanschlussverfahren auf eine Stufe stellt, in der Reservierungspraxis Rechnung zu tragen, ist auch für Energiespeicheranlagen ein entsprechen-der, einheitlicher Reservierungsmechanismus zu entwickeln.

Zu Buchstabe d

Der neue § 17 Absatz 2b regelt in Umsetzung von Artikel 6a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 (novellierte Strommarktrichtlinie), die Möglichkeit des Abschlusses flexibler Netzanschlussvereinbarungen für sämtliche Anschluss-nehmer (zu EE-Anlagen und am selben Netzverknüpfungspunkt angeschlossenen Strom-speichern siehe die korrespondierende Sonderregelung im neuen § 8f EEG).

Anders als bei standardmäßigen Netzanschlüssen wird bei einer flexiblen Netzanschluss-vereinbarung die installierte Leistung der Erzeugungs-, Verbrauchs,- oder Speicheranlage anschlussseitig nicht unbeschränkt zur Verfügung gestellt. Die Anschlussleistung liegt konstant oder zeitweise unterhalb der installierten Leistung der Anlage bzw. der Verbrauchsein-richtung.

Satz 1 und 2 erweitert dementsprechend den Handlungsspielraum von Netzbetreiber und Anschlussnehmer in Fällen, in denen die vorhandene Netzanschlusskapazität nicht oder vorerst nicht für den gewünschten Netzanschluss ausreicht.

Es liegt dabei in der Verantwortung des Anschlussnehmers, zuverlässig sicherzustellen, dass sich die Einspeisung bzw. Entnahme stets innerhalb der zulässigen Netzanschluss-leistung bewegt und die technischen Vorgaben eingehalten werden. Die Konditionen einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung werden auf bilateraler Basis zwischen Netzanschlussbegehrendem und Netzbetreiber im Rahmen des Anschlussprozesses vor endgültiger Zusage des Netzanschlusses vereinbart, damit die lokale Netzsituation bestmöglich abgebildet werden kann. Grundsätzlich ist der Abschluss von flexiblen Netzanschlussvereinbarung für alle Anlagenarten und alle Netzebenen denkbar und wird bereits in verschiedenen Konstellationen praktiziert.

Satz 3 regelt die Mindestinhalte einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung. Dabei können sich die Rahmenbedingungen zur Beschränkung der Netzanschlussleistung unterscheiden:

Bei einer statischen Leistungsbegrenzung steht für die Dauer der flexiblen Netzanschluss-vereinbarung die Netzanschlussleistung in Höhe eines konstant vorgegebenen Maximal-wertes unterhalb der installierten Leistung der Anlage oder Verbrauchseinrichtung zur Ver-fügung.

Bei einer dynamischen Leistungsbegrenzung ist die Netzanschlussleistung in vom Netzbetreiber vorab definierten und planbaren Zeitfenstern in unterschiedlicher Höhe nutzbar.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Bei einer volldynamischen Leistungsbegrenzung kann der Netzanschluss grundsätzlich im Umfang der maximalen Anschlussleistung genutzt werden – dem Verteilernetzbetreiber wird aber das Recht gegeben, ereignisorientiert je nach Auslastung die Höhe der Anschlussleistung, ggf. bis auf eine vereinbarte Untergrenze, zu beschränken, um so eine höhere Auslastung in Zeiten, in denen es keine Engpässe gibt, zu ermöglichen.

Satz 4 stellt klar, dass lastseitig die Vorgaben einer Festlegung der Bundesnetzagentur auf Basis von § 14a vorrangig anzuwenden sind (gilt aktuell nur in der Niederspannung); er-zeugungsseitig richtet sich für Erneuerbare-Energien-Anlagen und am gleichen Netzverknüpfungspunkt angeschlossene Stromspeicher der Abschluss flexibler Netzanschluss-vereinbarungen nach § 8f des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

Zu Buchstabe e

Es handelt sich um eine Folgeänderung aus der Neufassung des Absatzes 2b. Die Abweichungskompetenz der Bundesnetzagentur erstreckt sich konsequenterweise auch auf die neuen Vorgaben zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen.

Zu Nummer 25 (§ 17a bis § 17c)

Zu § 17a

Der neu eingefügte § 17a EnWG dient der Erhöhung der Transparenz im Netzanschlussverfahren von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen.

Absatz 1 dient der fristgerechten Umsetzung von Artikel 31 Absatz 3, Unterabsatz 2, der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 und spiegelt zudem die Bestimmungen des unmittelbar geltenden Artikel 50 Absatz 4a, Unterabsatz 2, der Verordnung (EU) 2019/943, geändert durch die Verordnung (EU) 2024/1747, wider. **Satz 1** sieht für alle Arten von Netzanschlussbegehren vor, dass Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens dem Anschlussbegehrenden innerhalb von drei Monaten klare und transparente Informationen zum Status und zur weiteren Bearbeitung des Begehrens zukommen lassen muss. Sofern innerhalb dieses Zeitraums kein abschließendes Ergebnis mitgeteilt werden kann, sieht **Satz 2** vor, dass die Informationen durch den Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes alle drei Monate zu aktualisieren sind. **Satz 3** stellt klar, dass die Vorgabe aus Satz 1 und 2 für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nur übergangsweise gilt und durch die weiterreichenden Anforderungen nach Absatz 3 bis 5 abgelöst wird. Die neu eingefügten Bestimmungen in § 17a Absatz 3 bis 5 sehen einen klar umrissenen, detaillierten Verlauf des Netzanschlussverfahrens vor, der inhaltlich über die Anforderungen aus dem europäischen Rechtsrahmen hinausgeht. Diese Bestimmungen greifen jedoch erst zum 1. Januar 2026, um eine erforderliche Übergangszeit und Umstellung der Prozesse zu ermöglichen.

Absatz 2 Satz 1 dient der Umsetzung von Artikel 31 Absatz 3a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 (novellierte Strommarktrichtlinie). Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes müssen Anschlussbegehrenden die Möglichkeit zur Verfügung stellen, das Begehren und zugehörige Dokumente digital einzureichen. Dafür kann eine Einreichung über die Internetseite oder eine andere Art der digitalen Einreichung, beispielsweise über E-Mail, ermöglicht werden. Satz 2 gibt Netzbetreibern, die die Stellung eines Netzanschlussbegehrens über ein digitales Netzanschlussportal auf ihrer Internetseite ermöglichen, ab 1. Januar 2027 die Möglichkeit, Anschlussbegehrende auf diesen Weg zu verweisen. Hierdurch soll es Netzbetreibern ermöglicht werden, interne Abläufe möglichst effizient auf die schnelle digitalisierte und standardisierte Bearbeitung von Anschlussbegehren auszurichten. Zugleich wird durch die Übergangsfrist bis 1. Januar 2027 sichergestellt, dass Netzbetreiber die Prozesse mit ausreichend Vorlauf auch für die Kundenseite umstellen. Es muss dabei weiterhin möglich bleiben, dass Netzanschlussbegehrende selbst oder durch sie beauftragte Dritte das Netzanschlussbegehren an den Netzbetreiber übermitteln.

Absatz 3 bis 5 (neu) setzen Artikel 31 Absatz 3, Unterabsatz 2, der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 dauerhaft in nationales Recht um, geht inhaltlich jedoch über die Anforderungen nach dem europäischen Rechtsrahmen hinaus. Hier wird ein klar umrissenes, detaillierteres, einheitliches Verfahren zu Stellung von Netzanschlussbegehren von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen im Elektrizitätsverteilernetz eingeführt. Ziel ist es, den Prozess des Netzanschlussverfahrens durch zeitliche Vorgaben für Verteilernetzbetreiber zu beschleunigen, ihm einen verlässlichen Rahmen zu geben und ihn für die verschiedenen Anlagenarten möglichst einheitlich auszugestalten. Die bereits bestehenden speziellen Regelungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbarer Energie im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) werden parallel dazu

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

ausgestaltet. So soll für alle Netzanschlussbegehren ein möglichst kurzer und planbarer zeitlicher Ablauf erzielt werden.

Absatz 3 Satz 1 präzisiert den zeitlichen Anwendungsbereich der Vorschriften. Die neuen Vorschriften gelten für Netzanschlussbegehren, die ab dem 1. Januar 2026 gestellt werden, also dem Netzbetreiber ab diesem Datum zugehen. Erfasst sind über den Begriff des Netzanschlussbegehrens grundsätzlich alle Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen, einschließlich Energiespeicheranlagen, die an das Elektrizitätsverteilernetz angeschlossen werden sollen. Darunter fallen auch (Groß-) Wärmepumpen oder Ladepunkte für Elektromobile. Ebenso sind sowohl Neuanschlüsse erfasst, als auch Begehren auf Änderung oder Erweiterungen bestehender Anschlüsse.

Um Netzanschlussbegehrenden bereits vor der eigentlichen Stellung eines Anschlussbegehrens eine hohe Transparenz zu ermöglichen, sieht **Satz 2** vor, dass Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen auf ihrer jeweiligen Internetseite allgemeine Informationen zum Ablauf der Prüfung des Begehrens (Nummer 1) sowie zu den durch die Netzanschlussbegehrenden einzureichenden Informationen (Nummer 2) zur Verfügung stellt. Nummer 2 sieht hierbei vor, dass anzugeben ist, welche Informationen seitens des Netzanschlussbegehrenden für eine jeweilige Anlagenart einem Anschlussbegehren beizufügen sind. Hierbei sind alle benötigten Daten aufzulisten.

Absatz 4 regelt den Umgang mit Netzanschlussbegehren unmittelbar nach Eingang beim Netzbetreiber. Satz 1 sieht sodann vor, dass der Netzbetreiber nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens unverzüglich eine Eingangsbestätigung zu übermitteln hat. Dadurch soll der Fristbeginn für den Anschlussbegehrenden leichter nachweisbar und überprüfbar werden. Unmittelbar nach Eingang des Netzanschlussbegehens, d.h. zu Beginn der Frist von acht Wochen nach Absatz 5 Satz 1, sieht **Absatz 4 Satz 2** vor, dass der Netzbetreiber innerhalb von zwei Wochen prüfen muss, ob noch Angaben oder Unterlagen zur Bearbeitung des Begehrens fehlen und diese innerhalb der zweiwöchigen Frist (ebenfalls ab Eingang des Begehrens) ggf. nachzufordern sind. Die Nachforderung durch den Netzbetreiber muss vollständig sein. Es soll nicht dazu kommen können, dass Netzbetreiber absehbar notwendige Informationen erst zu einem späteren Zeitpunkt fordern und so die Beantwortung des Anschlussbegehrens hinauszögern. Nach **Satz 3** beginnt die Acht-Wochen-Frist aus Absatz 5 Satz 1 im Fall einer Nachforderung von Informationen ab Vorliegen der nachgeforderten Unterlagen erneut. Hierbei ist nach **Satz 4** erneut eine Eingangsbestätigung zu erteilen, sobald die nachgeforderten Informationen beim Netzbetreiber eingehen. Nachforderungen nach Ablauf der Zwei-Wochen-Frist aus Absatz 4 Satz 2 sind zwar zulässig, berühren den Lauf der ursprünglichen Frist von acht Wochen nach Absatz 5 Satz 1 hingegen nicht. Auch ergibt sich aus Absatz 4 Satz 2 und Satz 3, dass nur Nachforderungen von Informationen, die zur Bearbeitung des Begehrens erforderlich sind, ohne die also die Mitteilung des Prüfergebnisses nach acht Wochen nicht möglich ist, den Fristlauf berühren.

Nach **Absatz 5 Satz 1** hat der Netzbetreiber das Ergebnis der Prüfung des Netzanschlussbegehrens, einschließlich des Ergebnisses der Netzverträglichkeitsprüfung, für alle Anlagen in allen Spannungsebenen des Elektrizitätsverteilernetzes dem Netzanschlussbegehrenden innerhalb von acht Wochen mitzuteilen. Die Frist beginnt mit Eingang des Begehrens beim Netzbetreiber. Auch eine eventuelle Entscheidung nach § 17 Absatz 2 Satz 1 ist als Ergebnis der Prüfung über das Anschlussbegehren innerhalb von acht Wochen mitzuteilen. Die Frist von acht Wochen entspricht dabei dem Zeitraum, der für die Rückmeldung auf ein Anschlussbegehren hin bereits in den indikativen Zeitplänen der Technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittel- bzw. Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR) vorgesehen ist. Hinsichtlich Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien enthält § 8 Absatz 6 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023 (alt) bereits eine Spezialregelung, die ebenfalls eine Frist von acht Wochen vorsieht. Bei Mitteilung des Ergebnisses der Prüfung ist darüber hinaus nach **Satz 2**, erster Halbsatz, ein Zeitplan zur Herstellung, Änderung oder Erweiterung des Netzanschlusses zu übermitteln. Satz 2, zweiter Halbsatz, nimmt Bezug auf den Fall, in dem ein Kapazitätsmangel der Grund für eine ablehnende Entscheidung nach § 17 Absatz 2 Satz 1 ist. In diesem Fall sieht § 17 Absatz 2 Satz 3 bereits die Möglichkeit vor, Auskunft über die notwendigen Netzausbaumaßnahmen und etwaige Kosten zu verlangen. Satz 2, zweiter Halbsatz stellt insofern klar, dass über § 17 Absatz 2 Satz 3 dabei auch eine Auskunft über den Zeitbedarf notwendiger Netzausbaumaßnahmen verlangt werden kann.

Um sowohl eine Standardisierung der für ein Netzanschlussbegehren benötigten Informationen als auch der Rückmeldungen seitens der Netzbetreiber zu erreichen, erteilt **Absatz 6** den entsprechenden Auftrag an die Netzbetreiber zur Standardisierung. Zudem soll die Rückmeldung, die Netzbetreiber den Netzanschlussbegehrenden erteilen, deutschlandweit im Format und hinsichtlich der mitgeteilten Inhalte standardisiert werden. Die Standardisierung soll gerade auch bundesweit tätigen Projektierern oder Installateuren eine leichtere Handhabung der Prozesse ermöglichen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Absatz 7 trifft schließlich Regelungen zum Anwendungsbereich. Zum einen bleiben die Regelungen der Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (KraftNAV) unberührt. Für Anlagen, die unter diese Verordnung fallen, richtet sich das Anschlussverfahren nach den dort vorgesehenen Vorschriften. Zudem wird der Vorrang der spezielleren Regelungen für den Netzanschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbarer Energien und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen im EEG und im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz klarstellend erwähnt, insbesondere im Hinblick auf die Regelungen in den §§ 8 bis 8d EEG 2023 (neu).

Zu § 17b

Der neu eingefügte **§17b EnWG** dient der Erhöhung der Transparenz beim Netzanschluss und sieht hierzu eine unverbindliche Netzanschlussauskunft vor.

Absatz 1 dient der fristgerechten Umsetzung von Artikel 31 Absatz 3, Unterabsatz 1, der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 und spiegelt zudem die Bestimmungen des unmittelbar geltenden Artikel 50 Absatz 4a, Unterabsatz 1, der Verordnung (EU) 2019/943, geändert durch die Verordnung (EU) 2024/1747, wider.

Dabei verpflichtet **Absatz 1 Satz 1** die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen dazu, verfügbare Netzanschlusskapazitäten auf ihrer jeweiligen Internetseite zu veröffentlichen und monatlich zu aktualisieren. „Verfügbar“ ist die Netzanschlusskapazität, wenn sie weder bereits belegt, noch für laufende Netzanschlussbegehren reserviert ist. Zu veröffentlichen sind Netzanschlusskapazitäten in der Umspannebene von Höchstspannung zu Hochspannung (Netzebene 2) und in der Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung (Netzebene 4), die im Netz des jeweiligen Netzbetreibers vorhanden sind. **Satz 2** stellt klar, dass auf die tatsächliche Verfügbarkeit der veröffentlichten Kapazitätswerte kein Rechtsanspruch besteht. Die für die Berechnung der Kapazität verwendeten Kriterien sind nach **Satz 3** transparent darzustellen. Für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen wird die Verpflichtung nach den Sätzen 1 bis 3 durch die in Absatz 2 und 3 näher ausgestalteten und weiterreichenden Anforderungen an eine unverbindliche Netzanschlussauskunft abgelöst. Dies regelt Satz 4.

Absatz 2 setzt Artikel 31 Absatz 3, Unterabsatz 1, der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711, dauerhaft in nationales Recht um, geht inhaltlich jedoch darüber hinaus. Ein Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes ist hiernach dazu verpflichtet, bis zum 1. Januar 2028 ein Online-Tool bereitzustellen, das schnelle und unverbindliche Auskünfte zu Netzverknüpfungspunkten ermöglicht. Bisher ist in der Regel ein vollständiges Netzanschlussbegehren zu stellen, um mögliche Netzverknüpfungspunkte zu ermitteln. Bei vielen Vorhaben steht zu Beginn aber noch nicht fest, welcher Standort am wirtschaftlichsten ist oder welche installierte Leistung eine Anlage für eine optimale Wirtschaftlichkeit haben muss. Um schrittweise die wirtschaftlichste Lösung zu ermitteln, werden teils Mehrfachanfragen gestellt. Das betrifft insbesondere Anlagen, die im Elektrizitätsverteilernetz auf Ebene der Mittelspannung beziehungsweise den diese umgebenden Umspannebenen angeschlossen werden können. Diese Vorhaben sind hinsichtlich ihres Standorts in der Regel flexibler als Vorhaben, deren Anschluss auf Nieder- oder Hochspannungsebene erfolgt. Netzbetreiber sind verpflichtet, jedes Begehren vollumfänglich zu prüfen, obwohl häufig nur eines der angefragten Projekte realisiert wird. Durch diese Praxis werden unnötigerweise personelle Ressourcen sowohl auf Seiten der Netzanschlussbegehrenden als auch auf Seiten der Netzbetreiber gebunden. Zudem ist es in der Praxis üblich, die begehrte Netzanschlusskapazität für die Dauer der Netzverträglichkeitsprüfung zu reservieren, sodass Mehrfachanfragen neben personellen Ressourcen auch Netzanschlusskapazität blockieren.

Die Antwort auf diese Herausforderung ist eine unverbindliche Auskunftsmöglichkeit im Elektrizitätsverteilernetz, die dem eigentlichen Netzanschlussbegehren vorausgeht und die Transparenz beim Netzanschluss deutlich erhöht. Online-Tools ermöglichen Netzanschlusssuchenden eine unverbindliche und schnelle Lokalisierung geeigneter Verknüpfungspunkte. Auf dieser Grundlage kann anschließend das passende Netzanschlussbegehren beim Netzbetreiber gestellt werden. Aufgrund der höheren Anforderungen als nach Absatz 1 wird die Umsetzung dieser Auskunftsmöglichkeit jedoch erst für einen späteren Zeitpunkt gesetzlich vorgeschrieben.

Absatz 2 Satz 1 verpflichtet Verteilernetzbetreiber, ein Online-Tool bereitzustellen, über das eine unverbindliche Netzanschlussauskunft ermöglicht wird. Das Online-Tool soll über die Internetseite des jeweiligen Netzbetreibers erreichbar sein. Netzbetreibern steht es dabei grundsätzlich offen, sich zusammen zu schließen und eine gemeinsame Auskunft auf einer Drittseite anzubieten. Die Verpflichtung umfasst Auskünfte für Erzeugungsanlagen. Energiespeicheranlagen und Verbrauchseinrichtungen (z.B. Schnellladepunkte für Elektromobile) ab einer

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Nennleistung von 135 Kilowatt. Unter Nennleistung ist diejenige Leistung zu verstehen, die eine Anlage bei bestimmungsgemäßem Betrieb dauerhaft technisch erbringen oder aufnehmen kann. Bei Erzeugungsanlagen kann dabei der Begriff der installierten Leistung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz zu Grunde gelegt werden. Satz 2 präzisiert den Anwendungsbereich weiter. Die Auskunft umfasst Netzverknüpfungspunkte auf Mittelspannungsebene sowie auf den Umspannebenen von Hoch- auf Mittelspannung und von Mittel- auf Niederspannung.

Netzbetreibern steht es frei, entsprechende Auskünfte auch für Anschlüsse auf anderen Spannungsebenen oder für andere Anlagentypen, insbesondere auf Anlagen mit einer geringeren Nennleistung, anzubieten. Unterhalb einer Nennleistung von 135 Kilowatt erfolgt ein Netzanschluss aber üblicherweise auf der Niederspannungsebene. Hierbei handelt es sich überwiegend um Anlagen, die hinter einem bestehenden Netzanschluss errichtet werden und in Verbindung mit bereits bestehenden Anlagen oder Einrichtungen errichtet werden (Haushalt, Gewerbe). Diese weisen eine geringe Flexibilität hinsichtlich ihres Standorts auf, sodass kein vergleichbares Informationsbedürfnis besteht.

Über das Online-Tool erfolgt nach Angabe der Art, der gewünschten Nennleistung und des Standorts des Vorhabens durch die Person, die über das Online-Tool eine Auskunft einholt, eine unverbindliche Netzanschlussauskunft mit den in **Satz 4** Nummer 1 und 2 aufgeführten Inhalten. Diese Prognose umfasst nach **Nummer 1** die Angabe des – bezogen auf die Luftlinie – nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkts, der im Hinblick auf die Spannungsebene für den Anschluss der Anlage geeignet ist. Dieser ist unabhängig von der dort verfügbaren Netzanschlusskapazität anzugeben. Nach **Nummer 2** ist außerdem mindestens ein weiter entfernt liegender Netzverknüpfungspunkt zu ermitteln, der ebenfalls hinsichtlich der Spannungsebene für den Anschluss der Anlage geeignet ist und über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung verfügt. Dies ist der Fall, wenn Netzanschlusskapazität im Umfang der angegebenen Nennleistung weder bereits belegt noch für laufende Netzanschlussbegehren reserviert ist.

Sofern der nach Satz 4 Nummer 1 anzugebende nächstgelegene Netzverknüpfungspunkt nicht über ausreichend Netzanschlusskapazität verfügt, so hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes nach Satz 5 hierauf hinzuweisen Dem Anschlussnehmer soll dabei auch ein Hinweis gegeben werden, dass er für den angezeigten Netzverknüpfungspunkt eine flexible Netzanschlussvereinbarung beim Netzbetreiber anfragen kann. Das Online-Tool soll somit die Nutzung von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen unterstützen, um zu einer verbesserten Auslastung bestehender Netzanschlusskapazitäten zu gelangen. Dies wird von Artikel 31 Absatz 3 der novellierten Strommarkt-Richtlinie explizit gefordert.

Satz 6 stellt klar, dass kein Rechtsanspruch auf die tatsächliche Verfügbarkeit der nach Satz 4 ermittelten Netzverknüpfungspunkte besteht. Es besteht also kein Anspruch darauf, dass der nach Stellen eines Netzanschlussbegehrens im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfung ermittelte Netzverknüpfungspunkt mit der unverbindlich erteilten Auskunft des Online-Tools übereinstimmt.

Satz 7 verpflichtet den Netzbetreiber, auf seiner Internetseite die zur Berechnung der verfügbaren Netzanschlusskapazität verwendeten Kriterien transparent darzustellen.

Absatz 3 macht weiterführende Angaben zur technischen Ausgestaltung der Auskunft nach Absatz 2. In den **Sätzen 1 und 2** wird die Darstellungs- und Übermittlungsform der Dateneingabe und -ausgabe bestimmt. So soll der Anlagenstandort durch die Person, die die Auskunft einholt, sowohl über eine geografische Karte ausgewählt werden können, als auch als Datensatz über eine Programmierschnittstelle (englisch: API = Application Programming Interface) in das Online-Tool einlesbar sein. Auch die Übermittlung der ermittelten Prognosen vom Netzbetreiber soll über eine automatisierte Schnittstelle erfolgen, wenn die Daten zuvor über eine Schnittstelle eingegeben wurden. Über diese Programmierschnittstellen soll es Projektentwicklungsgesellschaften ermöglicht werden, Anfragen an das Online-Tool direkt aus Planungs- und Projektmanagementprogrammen heraus zu stellen und die Rückmeldungen des Online-Tools dort automatisch zu übernehmen. **Satz 3** verpflichtet den Netzbetreiber, die dem Online-Tool zugrunde liegenden Daten mindestens monatlich zu aktualisieren. Schon heute kommen vereinzelt tagesaktuelle Daten zum Einsatz. Nach **Satz 4** hat jeder Netzbetreiber technische Vorkehrungen zu treffen, die Rückschlüsse auf und die Rekonstruktion von sensiblen Informationen, wie beispielsweise die Auslastung kritischer Infrastrukturen, erschweren. Hierbei hat die Implementierung so zu erfolgen, dass missbräuchliche Anfragen, insbesondere das massenhafte Abfragen mit leicht abweichenden Parametern, möglichst verhindert werden. Dies kann beispielsweise durch den Einsatz von CAPTCHAs auf der Benutzeroberfläche der Internetseite, mittels Detektionsalgorithmen an der Programmierschnittstelle oder einer Registrierungspflicht für die

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Nutzung der Programmierschnittstelle erfolgen. Bei den technischen Vorkehrungen ist der Stand der Technik zu beachten.

Um die ordnungs- und fristgemäße Inbetriebnahme der Online-Tools zu überwachen, sieht Absatz 4 zudem eine Meldepflicht der Netzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur vor.

Absatz 5 verpflichtet die Verteilernetzbetreiber, die Inhalte und Formate der Netzanschlussauskunft sowie der Programmierschnittstellen für den automatisierten Datenimport untereinander zu vereinheitlichen. Bei der Spezifikation der Schnittstellen bietet es sich an, auch die Anwenderseite, etwa Branchenverbände der Erneuerbaren Energien, einzubinden

Zu § 17c

Mit § 17c (neu) werden Elektrizitätsverteilernetzbetreiber verpflichtet, digitale Netzanschlussportale für den Anschluss von Erzeugungsanlagen, Verbrauchseinrichtungen und Speicher einzurichten. Bisher sind solche Portale nur zur Einreichung von Netzanschlussbegehren in der Niederspannung vorgeschrieben (für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie nach § 8 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 (neu) und von Letztverbrauchern nach §§ 6 Absatz 1 Satz 2 und 3, 19 Abs. 4 Niederspannungsanschlussverordnung). Diese Portale sollen nun erweitert werden. Zum einen sollen weitere Prozessschritte abgebildet werden. Zum anderen sollen die Portale für alle Arten von Anschlussbegehren und prinzipiell auf allen Spannungsebenen zur Verfügung gestellt werden. Auch der Funktionsumfang der Portale wird erweitert. Ein wesentlicher Schritt, welcher der Digitalisierung der Prozesse vorauszugehen hat, ist und bleibt jedoch die Standardisierung zwischen den Elektrizitäts-verteilernetzbetreibern. Daher regelt diese Norm auch die Standardisierung von Prozes-sen, Formaten und Inhalten des Netzanschlussverfahrens. Der mit der bisherigen Rege-lung eingeschlagene Weg (Beschleunigung durch Standardisierung und Digitalisierung) wird somit fortgeführt.

Absatz 1 Satz 1 legt den Umfang der Netzanschlussportale fest. Jeder Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes ist hiernach verpflichtet, auf seiner Internetseite ein Portal anzu-bieten, über das der gesamte Netzanschlussprozess vollzogen werden kann.

Durch die Bezugnahme auf Netzanschlussbegehren nach § 17a sowie §§ 8a bis 8d EEG wird klargestellt, dass über das Portal sowohl die Anmeldung von EE-Anlagen, Stromspei-chern als auch Verbrauchseinrichtungen erfolgen soll. Der Begriff des Netzanschlussbe-gehrens umfasst neben Neuanschlüssen auch Begehren zur Änderung eines bestehenden Netzanschlusses. Die Nutzung der Portale ist auch nicht auf eine bestimmte Anlagengrößen oder Spannungsebenen eingeschränkt. Die neuen Netzanschlussportale sollen im Zielmodell vielmehr universell für Netzanschlussprozesse im Elektrizitätsverteilernetz kon-zipiert werden.

Über das Portal soll den am Netzanschlussprozess beteiligten Akteuren eine wechselseiti-ge Kommunikation, einschließlich dem Austausch von Daten, ermöglicht werden. Abzubil-den sind dabei alle Prozessschritte von der Stellung eines Netzanschlussbegehrens bis hin zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses. Hierunter fällt auch die Reservierung von Netz-anschlusskapazität nach § 8e EEG und die Übermittlung der hierfür geforderten Unterlagen.

Nach Satz 2 ist der Netzbetreiber drei Jahre nach dieses Gesetzes berechtigt, von Anschlussbegehrenden die ausschließliche Nutzung des Netzanschlussportals zu verlangen. Hierdurch soll es dem Netzbetreiber ermöglicht werden, seine internen Abläufe möglichst effizient auf die digitali-sierte und standardisierte Bearbeitung von Anschlussbegehren auszurichten. Durch die Übergangsfrist wird sichergestellt, dass Anschlussbegehrende ihre Prozesse mit ausrei-chend Vorlauf umstellen können. Es muss dabei weiterhin möglich bleiben, dass Netzan-schlussbegehrende selbst oder durch sie beauftragte Dritte das Netzanschlussbegehren an den Netzbetreiber übermitteln.

Absatz 2 sieht die Schaffung von Schnittstellen zu anderen digitalen Systemen vor. Hier-durch soll es ermöglicht werden, Informationen von verschiedenen digitalen Systemen, die für einen Netzanschlussprozess relevante Informationen enthalten, interoperabel auszu-tauschen. Zu diesen Systemen zählen die unverbindliche Netzanschlussauskunft nach § 17b (neu) sowie das zentrale Register für Einheiten- und Komponentenzertifikate nach § 49d (ZEREZ). Über die Schnittstelle zur unverbindlichen Netzanschlussauskunft soll es ermöglicht werden, einen vorab ermittelten Verknüpfungspunkt über das Netzanschluss-portal im Rahmen eines förmlichen Netzanschlussbegehrens anzufragen. Mit der Ver-knüpfung zu ZEREZ soll es ermöglicht werden, Zertifikate direkt aus ZEREZ in das jewei-lige Netzanschlussportal zu laden. Durch die nicht abschließende Aufzählung in Satz 2 ist die Schaffung weiterer Schnittstellen nicht ausgeschlossen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

In Absatz 3 sind weitere Funktionalitäten der Netzanschlussportale angelegt. Nummer 1 sieht die Bereitstellung einer Programmierschnittstelle vor, über die der Kommunikations-prozess für einen Netzanschluss nach § 8 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 (neu) (EE-Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt höchstens 30 Kilowatt, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden) erfolgen kann. § 18a Satz 1, Satz 2 Nummer 3 (neu) sieht Entsprechendes für den Anschluss von Letztverbrauchern in der Niederspannung vor. Angesichts der exponentiellen Zunahme der Anschlussbegeh-ren in diesem Anlagensegment und der geringen Individualität der Projekte, soll für Installa-teure und Projektierer die Möglichkeit geschaffen werden, über eigene Software zu arbei-ten. Damit wird die Voraussetzung geschaffen, dass die Netzanschlussverfahren in diesem Segment effizienter abgewickelt werden können. So werden personelle Kapazitäten so-wohl auf Seiten von Installateuren, Projektierern, als auch auf Seiten von Netzbetreibern frei.

Nach Nummer 2 hat der Verteilernetzbetreiber über das Netzanschlussportal jederzeit transparente Informationen zum Status der Bearbeitung eines Netzanschlussbegehrens zur Verfügung zu stellen. Abzubilden ist auch hier der gesamte Prozess von der Antragstel-lung bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses. Die Statusmeldung umfasst die Angabe der voraussichtlich verbleibenden Bearbeitungszeit des aktuellen Prozessschrittes bzw. der aktuell laufenden Prozessschritte. Der Abruf dieser Informationen muss zusätzlich über eine Programmierschnittstelle automatisiert erfolgen können. Hierdurch wird es Anlagen-projektierern ermöglicht, schnell und einfach den Prozessfortschritt abzufragen. Dies er-leichtert das Management von gleichzeitigen Anschlussprozessen verschiedenere Anla-gen. Zugleich erhöht sich die Transparenz spürbar: Für Anschlussbegehrende ist die In-formation zum Status des Begehrens zur weiteren Planung eines Projekts von hoher Be-deutung.

Satz 2 sieht vor, dass Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen angemessene Sicherheits-maßnahmen ergreifen, um eine missbräuchliche Nutzung, insbesondere der Program-mierschnittstellen, zu verhindern. Wie auch im Rahmen des §17a (neu) hat die Implemen-tierung so zu erfolgen, dass massenhafte Abfragen möglichst verhindert werden. Dies kann beispielsweise durch den Einsatz von CAPTCHAs, mittels Detektionsalgorithmen an der Programmierschnittstelle oder einer Registrierungspflicht für das Netzanschlussportal erfolgen. Bei den technischen Vorkehrungen ist der Stand der Technik zu beachten.

Absatz 4 enthält zentrale Standardisierungsvorgaben. Um die Netzanschlussprozesse bundesweit zu digitalisieren, haben die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber zunächst gemein-same Standards zu definieren. Nummer 1 sieht vor, die in den Portalen abzuwickelnden Prozessschritte zu standardisieren. Hierdurch wird bundesweit tätigen Akteuren die Bedie-nung merklich erleichtert, da der grundsätzliche Aufbau der Portale gleich sein wird. In Nummer 2 ist darüber hinaus vorgesehen, dass die Netzbetreiber einheitliche Inhalte und Formate für den Anschlussprozess zu entwickeln haben. Hierbei ist der Prozess bis zur Inbetriebnahme abzubilden. In der Niederspannung gibt es bereits entsprechend vereinheit-lichte Inhalte und Formate in Form von Datensets. Sofern dort noch Inhalte und Formate bis hin zur Inbetriebnahme fehlen, sind solche ebenfalls zu erstellen. Die Netzbetreiber können somit auf den Erfahrungen der Niederspannungsebene aufbauen. Bei größeren und individuelleren Anschlussvorhaben lassen sich Formate und Inhalte der im Netzan-schlussprozess auszutauschenden Daten nicht durchgehend in Standarddatensets fassen. Die Standardisierung in der Mittelspannung wird sich also zwangsläufig von dem Grad der Standardisierung in der Niederspannung unterscheiden.

In der Hochspannung wird aufgrund der Individualität der Projekte keine Standardisierung von Inhalten und Formaten für alle Prozessschritte der im Netzanschlussprozess auszutauschenden Daten gefordert. Deshalb nimmt Satz 2 die Hochspannungsebene von dieser Nummer 2 explizit aus. Unberührt bleiben für die Hochspannungsebene, wie auch für alle anderen Spannungsebenen, die Vereinheitlichungsvorgaben im Rahmen des Verfahrens des Netzanschlussbegehrens aus § 17a Absatz 6 sowie §§ 8a Absatz 8 und 8b Absatz 4 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Nummer 3 schreibt vor, dass einheitliche Rechte- und Rollenkonzepte für die am Netzanschlussprozess Beteiligten entwickelt wer-den. Um die vollständige Kommunikation bis zur Inbetriebnahme einer Anlage über das Portal abzuwickeln, ist es erforderlich, dass eine Reihe verschiedener Akteure Zugang zu dem Portal des Netzbetreibers haben. In der Regel sind die Rollen Anschlussnutzer, Anschlussnehmer, Installateur und Messstellenbetreiber am Prozess beteiligt. Für die spezifischen Rollen sollen standardisierte Vorgaben gefunden werden, damit auch bei Großprojekten eine mehrseitige Kommunikation transparent und reibungslos ablaufen kann. Nach Nummer 4 sind außerdem die Programmierschnittstellen zur Durchführung des Netzanschlussprozesses in der Niederspannung sowie die Programmierschnittstellen zur Abfrage des Bearbeitungsstatus zu vereinheitlichen. Somit soll es Projektierern ermöglicht werden, über professionelle Planungsprogramme die

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Schnittstellen verschiedener Netzbetreiber anzusprechen. Massenprozesse werden hierdurch deutschlandweit erheblich vereinfacht.

In Absatz 5 sind schließlich Vorgaben zur zeitlichen Umsetzung enthalten. Um den Netz-betreibern eine Priorisierung und möglichst zielgerichteten Einsatz personeller Ressourcen zu ermöglichen, wird eine gestaffelte Umsetzung vorgesehen. Nach Nummer 1 sind die Netzanschlussportale für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 (neu) unmittelbar nach Inkrafttreten bereitzustellen. Es handelt sich hierbei schlicht um die bisher bereits in § 8 Absatz 7 EEG 2023 (alt) enthaltene Pflicht, nach der solche Portale zum 1. Januar 2025 anzubieten sind. Es handelt sich somit nur um eine Klarstellung infolge der Zusammenführung der Vorgaben zu digitalen Anschlussportalen im EnWG und der korrespondierenden Streichung in § 8 EEG. Eine Änderung der Rechtslage ergibt sich daraus nicht.

Aufbauend auf diesen bereits existierenden Portalen für die Niederspannung schreibt Nummer 2 vor, dass spätestens ein Jahr nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nicht mehr nur das Anschlussbegehren, sondern alle Schritte bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses über das Portal abzubilden sind. Dabei muss das Verfahren allen Vorgaben des § 17c entsprechen. Hiermit geht auch eine Standardisierung aller in Absatz 4 genannten Elemente sowie der in Absatz 2 und Absatz 3 genannten Funktionen einher.

Ausnahme bildet die Programmierschnittstelle nach Absatz 3 Satz 1 Nummer 1, die erst zwei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes zur Verfügung zu stellen ist.

Nachdem die Massenprozesse in der Niederspannung vollständig standardisiert und digitalisiert sind, hat der Netzbetreiber sein Anschlussportal spätestens drei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes auf alle weiteren Netzanschlussverfahren auszuweiten – erneut unter Beachtung aller Vorgaben des § 17c. Hierbei wird dann der Fokus auf der Einführung der Portale für Mittel- und Hochspannung liegen, wobei für die Mittelspannung vorab der nach Absatz 4 Nummer 2 vorgesehene Standardisierungsprozess abzuschließen ist.

Zu Nummer 26 (§ 18 Absatz 4)

§ 18 Absatz 4 EnWG (neu) dient, wie § 17a Absatz 1 und Absatz 2 EnWG (neu), der fristgerechten Umsetzung von Artikel 31 Absatz 3 Unterabsatz 2 und Absatz 3a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711, im Anwendungsbereich des § 18. Hierfür sind § 17a Absatz 1 und 2 EnWG entsprechend anzuwenden. Daneben ist aber auch eine entsprechende Anwendung von § 17a Absatz 3 bis 5 vorgesehen. Da die Vorgaben aus § 18 EnWG nur Elektrizitätsverteilernetzbetreiber adressieren, ist die Verpflichtung aus § 17e Absatz 1 EnWG (neu) auch hier nur solange anzuwenden, bis die Verpflichtung aus § 17a Absatz 3 bis 5 EnWG (neu) greifen. Ab dem 1. Januar 2026 werden somit auch im Anwendungsbereich des § 18 EnWG die neuen, konkreter ausgestalteten Regelungen zur Kommunikation im Netzanschlussverfahren zur Anwendung kommen. Auf die Begründung zu § 17a EnWG (neu) wird verwiesen.

Dabei ist vorgesehen, dass die Verpflichtung nur in den Fällen greift, in denen für den Anschluss oder die Änderung des Anschlusses einer Anlage die Zustimmung des Netzbetreibers erforderlich ist. Dies soll sicherstellen, dass durch die Anwendung von § 17a Absatz 1 bis 6 EnWG (neu) keine neuen Pflichten zur Stellung eines Begehrens und korrespondierender Prüfung entstehen, sondern nur an bereits bestehende angeknüpft wird. Das Erfordernis der Zustimmung des Netzbetreibers kann sich dabei direkt aus der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) ergeben, wie in § 19 Absatz 2 Satz 3 NAV oder auf Grundlage dieser in Verbindung mit den Technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber, wie es in § 20 Satz 3 NAV vorgesehen ist.

Die entsprechende Anwendbarkeit des neuen § 17a Absatz 6 EnWG ist ebenfalls vorgesehen. Auch für Zustimmungen bei Anschlüssen, Änderungen von Anschlüssen oder der Verwendung zusätzlicher Gebrauchsgeräte haben Netzbetreiber somit einen Auftrag zur Vereinheitlichung von Formaten und Inhalten. Die Vorschrift ist als Ergänzung zu der bestehenden Pflicht nach § 19 Absatz 4 Satz 2 NAV zu verstehen. Dort war bereits die Vereinheitlichung der Formate und Inhalte für Informationen die seitens der Anschlussnehmer oder -nutzer übermittelt werden, bis zum 1. Januar 2024 vorgesehen. Diese Pflicht bleibt unberührt. Die entsprechend anwendbare Pflicht aus dem neuen § 17a Absatz 6 EnWG geht insoweit darüber hinaus, als dass auch die Rückmeldung seitens der Netzbetreiber zu standardisieren sind. Für letztes gilt die in dem neuen § 17a Absatz 6 EnWG vorgesehene Frist zum Ablauf des 31. Dezember 20251. Januar 2026.

Satz 2 sieht vor, dass sofern in der NAV kürzere Fristen vorgesehen sind, diese die Acht-Wochen-Frist aus dem neuen § 17a Absatz 2 Satz 1 EnWG ersetzen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 27 (§ 18a)

§ 18a EnWG (neu) sieht die entsprechende Anwendbarkeit der Vorgaben aus § 17c (neu) auch für den Netzanschluss von Letztverbrauchern in der Niederspannung nach § 18 vor. In Satz 2 Nummer 1 wird, parallel zu § 17c Absatz 5 Nummer 1 (neu), lediglich die zeitlich unmittelbare Geltung der bisher in § 6 Absatz 1 Satz 2 und 3, § 19 Absatz 4 Niederspannungsanschlussverordnung vorgesehenen Pflicht zu Portalen für die Übermittlung von Informationen zu Anschlussbegehren von Letztverbrauchern in der Niederspannung aufgenommen. Es handelt sich somit um eine Klarstellung infolge der Zusammenführung der Vorgaben zu digitalen Anschlussportalen im EnWG. Eine Änderung der Rechtslage geht hiermit nicht einher. Nummern 2 und 3 sehen parallel zu § 17c Absatz 5 Nummer 2 und 3 die schrittweise Fortführung der Digitalisierung der Prozesse in der Niederspannung auf Seiten der Letztverbraucher vor.

Zu Nummer 28 (§ 19a)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Ergänzung.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Verweiskorrektur, die aufgrund der am 29. Dezember 2023 in Kraft getretenen Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes zur Umsetzung des Urteils des Europäischen Gerichtshofs zur Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörde vom 2. September 2021 (C718/18) erforderlich geworden ist. Es musste ein statischer Verweis in das EnWG eingefügt werden, weil eine Änderung der Verordnung im Verordnungswege nicht mehr möglich ist. Zukünftige Anpassungen am Regelungsrahmen für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen erfolgen nunmehr durch die Bundesnetzagentur per Festlegung.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umsetzung der aufgrund des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021 geänderten Ministeriumsbezeichnung.

Zu Nummer 29 (§ 20)

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Änderung in Absatz 1a Satz 4 stellt klar, dass sich die inhaltliche Reichweite des Netzzugangsanspruchs auch auf die Anordnung von Zählpunkten – in der Praxis umgangssprachlich als Messkonzepte bezeichnet – sowie auf die Bereitstellung von Be- und Verrechnungskonzepten bezieht.

Zu Doppelbuchstabe bb

Satz 6 stellt klar, dass auch gemeinsame und einheitliche Plattformen zur Datenverwaltung und Datenverarbeitung für die Abwicklung des Netzzugangs entwickelt werden können. Grundlage für die Plattformen sind eine oder mehrere Festlegungen der BNetzA, in denen detaillierte Vorgaben zum Funktionsumfang und der Struktur gemacht werden sowie die relevanten Daten, Prozesse und Formate bestimmt werden. In Bezug auf die Struktur der gemeinsamen Plattformen sind verschiedene Optionen denkbar, sowohl eine einzige deutschlandweite Plattform als auch mehrere dezentrale, regionale Plattformen, sowie eine Kombination aus beiden. Unabhängig von der Struktur ist die einheitliche Ausgestaltung der Plattformen wichtig, damit überregional tätigen Akteuren, wie bspw. Direktvermarktungsunternehmen, ein geringer Implementierungsaufwand bei ihren Schnittstellen entsteht. Der Funktionsumfang kann von der Bundesnetzagentur im Zeitverlauf durch Festlegungen angepasst werden, so dass bestimmte Funktionen früher als andere über gemeinsame Plattformen bereitgestellt werden. Grundsätzlich möglich ist auch eine Differenzierung des Zentralisierungsgrades für verschiedene Funktionen. Als Funktion in Betracht kommt beispielsweise die Datenverwaltung der Stammdaten aller Energiemarktteilnehmer, das Verwalten und Verteilen von Messwerten, die Verwaltung von Kunden- und Standortdaten, die Weitergabe von Daten und Informationen im Rahmen der Marktkommunikation sowie die Verarbeitung von Daten. Diese Plattformen können die Internetplattform nach dem neuen § 20b Absatz 1 dadurch ergänzen, dass hierauf nicht nur einzelne Informationen vom Letztverbraucher an den Netzbetreiber übermittelt werden können, sondern große Datenmengen zentralisiert verwaltet und verarbeitet werden können. Während die Plattform nach § 20b Absatz 1 den

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Letztverbrauchern eine niederschwellige Kommunikationsmöglichkeit für spezielle Belange des Netzzugangs gegenüber dem jeweiligen Anschlussnetzbetreiber gibt, könnten die gemeinsamen und einheitlichen Plattformen nach Satz 6 den Netzbetreibern die Möglichkeit bieten, die für die Gewährung des Netzzugang erforderlichen Aufgaben gemeinsam statt bisher je Netzbetreiber einzeln zu erbringen. Eine intensivere Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern erscheint insbesondere in Anbetracht der durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere Photovoltaik auf Gebäuden entstehenden hohen Zahl an neuen Marktteilnehmern sowie aufgrund der beschränkten Verfügbarkeit an IT-Fachkräften wichtig und angezeigt.

Die beschrieben Datenplattform wird auf der Basis eines Rollen- und Rechtekonzeptes betrieben werden, dass sowohl zwischen den einzelnen Marktakteuren, in deren jeweiligem Verhältnis zu den Letztverbraucher, zwischen den Letztverbrauchern desselben Marktakteurs, zwischen den Letztverbrauchern unterschiedlicher Marktakteure als auch innerhalb der einzelnen Marktakteure dafür sorgt, dass personenbezogene Daten nur von demjenigen/denjenigen verarbeitet werden können, für deren jeweilige Aufgabenerfüllung dies im jeweiligen Einzelfall erforderlich ist.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Einfügung ergänzt die Aufzählung in Absatz 3 Satz 2 Nummer 2 zum Zweck der redaktionellen Vervollständigung und ist rein klarstellend. Auch wenn es sich bei dem in Bezug genommenen Fall des Absatzes 1d, wie auch bei demjenigen des § 42b Absatz 5, um nicht abschließende und rein exemplarisch beschriebenen Fälle einer Netzzugangsabwicklung in Kundenanlagen handelt, die sich nur als mögliche Ausprägung im Rahmen des allgemeinen Netzzugangsanspruchs nach Absatz 1 darstellen, wurde der Verweis aufgenommen, um klarzustellen, dass auch zur Umsetzung derartiger Konstellationen standardisierte und massengeschäftstaugliche Vorgaben per Festlegung getroffen werden können.

Zu Doppelbuchstabe bb

Mit der Ergänzung eines weiteren Beispiels, welche Inhalte von der BNetzA im Wege der Festlegung geregelt werden können, wird klargestellt, dass sich die inhaltliche Reichweite des Netzzugangsanspruchs auch auf die Anordnung von Zählpunkten – in der Praxis umgangssprachlich als Messkonzepte bezeichnet – sowie auf die Bereitstellung von Be- und Verrechnungsverfahren bezieht. Die vorgenannten Methoden haben maßgeblichen Einfluss auf die mögliche Separierung, Bündelung oder Weiterverarbeitung erfasster Messwerte im Rahmen der weiteren energiewirtschaftlich relevanten Verarbeitungsstufen. Oftmals erfolgt die Anmeldung erforderlicher Mess- oder Verrechnungskonzepte bereits im Vorfeld der Anbahnung eines Netznutzungsverhältnisses (Lieferantenanmeldung). Insbesondere bei erstmaliger Einrichtung derartiger Mess- oder Verrechnungskonzepte erfolgt dies in einem engen zeitlichen und fachlichen Kontext zur Einrichtung eines Netzanschlusses. Da die in diesem Stadium zuständigen Akteure auf der Seite der Letztverbraucher bzw. Einspeiser in einigen Fällen nicht in der Lage sind, die technischen Kommunikationsanforderungen der kaufmännischen Marktkommunikation zu beherrschen, wird eine Abwicklung durch niederschwellige Lösungen (etwa Portallösungen) erforderlich sein.

Zu Buchstabe c

Die Bundesnetzagentur hat mit der am 29. Dezember 2023 in Kraft getretenen Novelle des EnWG die Kompetenz übertragen bekommen, Regelungen zur massengeschäftstauglichen Abwicklung (inklusive Standardlastprofile) im Elektrizitätsbereich festlegen zu können. Eine entsprechende Regelung für den Gasbereich wurde versehentlich nicht aufgenommen. Da bisher sowohl die Gasnetzzugangs- als auch die Stromnetzzugangsverordnung entsprechende Regelungen zur massengeschäftstauglichen Abwicklung des Netzzugangs, inklusive Standardlastprofilen, enthielten und die Verantwortung zur Weiterentwicklung der Regelungen vom Verordnungsgeber auf die Regulierungsbehörde übertragen wurde, war auch für den Gasnetzzugang eine entsprechende Regelung zu treffen. Diese wurde versehentlich nicht geschaffen. Dieses Versehen wird mit der vorgenommenen Ergänzung in § 20 Absatz 4 Satz 2 Nummer 2 bereinigt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 30 (§ 20a)

Zu Buchstabe a

Die Änderung in § 20a Absatz 2 Satz 4 setzt Artikel 12 Abs. 1 Satz 3 der Gasrichtlinie um. Die Regelung war bisher allein auf den Stromlieferantenwechsel bezogen. Der Anwendungsbereich der Regelung wird aufgrund der unionsrechtlichen Vorgabe auf den Wechsel eines Gas- oder Wasserstofflieferanten ausgedehnt.

Zu Buchstabe b

Die neuen Regelungen in § 20a Absatz 3 Satz 2 und 3 setzen die Vorgaben des Artikels 12 Absatz 3 der Gasrichtlinie um, soweit sie noch nicht im Gesetz enthalten sind. Bei einem Lieferantenwechsel dürfen Letztverbrauchern keine Wechselgebühren in Rechnung gestellt werden. Dies gilt auch dann, wenn die Energielieferung mit anderen Dienstleistungen, Geräte oder Produkte gebündelt ist oder im Paket damit angeboten oder erbracht wird. Es wird zudem klargestellt, dass bei gebündelten Angeboten Kunden auch die Möglichkeit haben müssen, einzelne Vertragsleistungen zu kündigen.

Zu Nummer 31 (§ 20b)

Der neu einzufügende § 20b spricht gegenüber der Gesamtheit der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen in Absatz 1 zunächst die fristgebundene Grundverpflichtung aus, eine gemeinsame und bundesweit einheitliche, zentrale Internetplattform für den Datenaustausch im Zusammenhang mit der Abwicklung des Netzzugangs zu etablieren. Eine solche Plattform kann grundsätzlich auf gemeinsamer technischer Basis mit der gemeinsamen Internetplattform von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern nach § 14e EnWG oder mit Plattformen der Netzbetreiber zur Übermittlung von Netzanschlussbegehren erfolgen, dies ist jedoch nicht zwingend. Ziel ist es, eine stabile, einheitliche und direkte Kommunikationsmöglichkeit im Bereich Netzzugang hin zu allen in Deutschland tätigen Netzbetreibern zu eröffnen. Diese soll insbesondere solchen Akteuren eine einfache Zugangsmöglichkeit eröffnen, die keine in der Marktkommunikation standardisierte Marktrolle innehaben und für die die Einhaltung aller technischen Marktkommunikationsvorgaben heutiger Konzeption nach den Festlegungen der Bundesnetzagentur eine zu hohe Zugangshürde darstellen würde. Aus diesem Grund muss die Plattform zu Gewährleistung der gesetzlich geforderten Benutzerfreundlichkeit mindestens eine Zugangsmöglichkeit über ein Webportal (Mensch-Maschine-Schnittstelle) bieten; eine zusätzliche automatisierbare Zugangsmöglichkeit, etwa über eine standardisierte Programmierschnittstelle (Application Programming Interface, sog. API-Schnittstelle), soll ebenfalls Berücksichtigung finden. Ebenso sollte eine Schnittstelle vorzuhalten sein, die eine gemeinsame Nutzung der hier vorgesehenen Internetplattform mit den Plattformen der Netzbetreiber zur Übermittlung von Netzanschlussbegehren (Netzanschlussportalen) ermöglicht. Dies erscheint sinnvoll, damit keine Doppelungen bestehen bzw. doppelte Meldungen an verschiedenen Plattformen erforderlich werden. Im Falle mehrerer Plattformen beispielsweise nach Absatz 1 und § 20 Absatz 1a Satz 5 sollte über die Schnittstelle eine automatisierte Datenübertragung zwischen den Plattformen erfolgen. Die Plattform ist so einzurichten, dass unmittelbar eine Rückmeldung an die Anfragenden in Echtzeit erfolgt.

Die Plattform soll spätestens ein Jahr nach Inkrafttreten dieses Gesetzes errichtet werden, damit ein funktionierender Betrieb spätestens zwei Jahre nach Inkrafttreten sichergestellt ist. Eine solche Plattform kann zur Umsetzung der im Rahmen der Energiewende neu entwickelten Modell der Teilhabe, wie Mieterstrommodelle, gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und die gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien dienen und insgesamt zu einer Verringerung des Aufwands bei den einzelnen Netzbetreibern führen.

Absatz 2 greift exemplarisch und nicht abschließend drei erste Anwendungsfälle für die Plattform auf, die spätestens zwei Jahre nach Inkrafttreten bundesweit bereitzustellen sind. Hierbei handelt es sich um die Möglichkeit zur Bestellung, Änderung oder Abbestellung von Zählpunktanordnungen, umgangssprachlich als Messkonzepte bezeichnet, sowie von Verrechnungskonzepten, auch als Rechenformeln zur Verrechnung von Messwerten, bekannt. Beiden Methodiken ist gemeinsam, dass diese maßgeblichen Einfluss auf die mögliche Separierung, Bündelung oder Weiterverarbeitung erfasster Messwerte im Rahmen der weiteren energiewirtschaftlich relevanten Verarbeitungsstufen haben und ihre Einrichtung regelmäßig der eigentlichen Anbahnung eines Netznutzungsverhältnisses zwischen einem Lieferanten und dem Netzbetreiber vorgelagert ist. Dies erfolgt in der Praxis zumeist in einem engen zeitlichen Kontext zur Herstellung, Änderung oder Erweiterung eines Netzanschlusses, weshalb hier namentlich insbesondere Anschlussnehmer bzw. Anschlussnutzer als Zugangsberechtigte benannt sind. Diese

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

verfügen in der Regel nicht über einen standardisierten Zugang zur Marktkommunikation sodass ihnen eine niederschwellige Kommunikationsmöglichkeit zur eröffnen ist. Die Plattform soll außerdem dazu dienen, bislang nur von professionellen Marktteilnehmern zu bewältigende Verfahren für Letztverbraucher, ggf. unter Einbindung von Dienstleistern, zu angemessenen Bedingungen einschließlich angemessener Kosten nutzbar zu machen, wie zum Beispiel im Rahmen der gemeinsamen Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien nach § 42c. Mit Nummer 3 wird zudem in diesem Zusammenhang die Vorgabe des Artikel 15a Absatz 6 Buchstabe b i) der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie umgesetzt.

Mit Absatz 3 werden der BNetzA Festlegungskompetenzen in Bezug auf die konkrete Ausgestaltung der Internetplattform übertragen, um einen Gleichlauf und optimale Nutzung für die Abwicklung der Netzzugangsbedingungen nach § 20 zu gewährleisten, für die die Bundesnetzagentur nach § 20 Absatz 3 umfassend zuständig ist.

Zu Nummer 32 (§ 21)

Es handelt sich um eine Verweiskorrektur, die aufgrund der am 29. Dezember 2023 in Kraft getretenen Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes zur Umsetzung des Urteils des Europäischen Gerichtshofs zur Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörde vom 2. September 2021 (C718/18) erforderlich geworden ist. Es musste ein statischer Verweis in das EnWG eingefügt werden, weil die Ermächtigungsgrundlage in § 24, auf die in § 21 Absatz 2 Satz 1 EnWG verwiesen wird, mit Ablauf des 28. Dezember 2023 außer Kraft getreten ist. Zudem wurde § 24 EnWG durch die Novelle neu gefasst, so dass bereits aus Klarstellungsgründen die Einfügung eines statischen Verweises in die Vorschrift erforderlich ist.

Zu Nummer 33 (§ 21a Absatz 3 Satz 3 Nummer 5)

Die Ergänzung in **§ 21a Absatz 3 Satz 3 Nummer 5** EnWG steht im Zusammenhang mit der Einführung eines einheitlichen Verfahrens zur Bearbeitung von Netzanschlussbegehren in § 17 Absatz 5 EnWG (neu) und § 18 Absatz 4 EnWG (neu). Es wird ausdrücklich klargestellt, dass die Bundesnetzagentur die Möglichkeit hat, im Rahmen der Ausgestaltung der Anreizregulierung Abschläge auf die Erlösobergrenze vorzusehen, um auf die Nichteinhaltung von Vorgaben zu Bearbeitungsfristen von Netzanschlussbegehren zu reagieren.

Zu Nummer 34 (§§ 21c bis 21i)

Es handelt sich um redaktionelle Anpassungen. Die Regelungen sind bereits außer Kraft getreten.

Zu Nummer 35 (§ 23b)

Die Vorschrift ist eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 36 (§ 23c)

Mit der Einführung der zusätzlichen Absätze 2a bis 2c werden die Vorgaben des Artikel 20a Absätze 1 und 2 der RED III umgesetzt.

Die Richtlinienvorschriften sehen vor, dass zur Unterstützung der Systemintegration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen pro Gebotszone Informationen dazu veröffentlich werden müssen, wie hoch der Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Energien und der Gehalt an Treibhausgasemissionen der in der Gebotszone gelieferten Elektrizität sind. Die Häufigkeit der Bereitstellung muss den Handelsintervallen des deutschen Marktes entsprechen, so dass die Vorschrift eine mindestens stündliche Aktualisierung der bereitgestellten Daten und Informationen vorsieht. Die RED III nimmt in ihrem Wortlaut jeweils Bezug auf die in einer Gebotszone „gelieferte“ Elektrizität, die englische Sprachfassung bezieht sich auf „energy supplied“, stellt also vorrangig auf die Versorgung mit Elektrizität ab. Der Vorgang der Elektrizitätsversorgung beinhaltet dabei aus Netzbetreibersicht insbesondere die Bereitstellung erzeugter Elektrizität beim Versorger. Unter Berücksichtigung des Ziels der Richtlinienvorschrift, die Systemintegration erneuerbarer Energien zu fördern, ist die Richtlinie dahingehend zu verstehen, dass jeweils auf die erzeugte und verbrauchte Elektrizität referenziert werden sollte, um für den Endkunden aussagekräftige und zielführende Informationen bereitzustellen, die er berücksichtigen und an denen er sein Verbrauchsverhalten ausrichten kann. Entsprechende Berechnungsmethoden stehen zur Verfügung. Zugleich wird auf den durchschnittlichen Gehalt an Treibhausgasemissionen der erzeugten und verbrauchten Elektrizität abgestellt, um Verzerrungen durch Ausreißer zu vermeiden.

Darüber hinaus soll eine Prognose bezüglich der in den Nummern 1 und 2 der Vorschrift genannten Daten und Informationen für die den Folgetag veröffentlicht werden, soweit diese den Übertragungsnetzbetreibern vorliegt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Durch die Bezugnahme auf den Folgetag wird berücksichtigt, welche Daten den Übertragungsnetzbetreibern zu welchen Zeitpunkten vorliegen und unnötige Bürokratie vermieden.

Da Artikel 20a Absatz 1 der RED III die Gebotszone als Maßstab heranzieht, werden die Übertragungsnetzbetreiber durch den neuen Absatz 2a gemeinsam verpflichtet, entsprechende Informationen und Daten auf einer gemeinsamen Internetseite zu veröffentlichen bzw. bereitzustellen.

Absatz 2b dient ebenfalls der Umsetzung von Artikel 20a Absatz 1 und 2 der RED III. Es wird geregelt, dass die Daten und Informationen über eine einheitliche Programmierschnittstelle elektronischen Kommunikationssystemen automatisch ausgelesen werden können müssen. Im Kontext der Regelung sind darunter solche Verbrauchs- und Messeinrichtungen zu verstehen, denen bei der Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen eine besondere Bedeutung zukommt bzw. zukommen kann. Hierunter sind insbesondere Gebäudemanagementsysteme, Wärme- und Kälteversorgungssysteme, Elektromobile sowie intelligente Messsysteme zu verstehen. Um einen ausreichenden Schutz personenbezogener Daten zu gewährleisten, müssen bei einer Übermittlung der Daten bzw. einem Auslesen der Daten durch intelligente Messsysteme die Vorgaben in Schutzprofilen und Technischen Richtlinien nach dem Messstellenbetriebsgesetz berücksichtigt werden.

Absatz 3c setzt Artikel 20a Absatz 1 Unterabsatz 2 der RED III um und bezieht die Betreiber von Verteilernetzen in die Verpflichtungen nach Absatz 3a und 3b ein, soweit sie über die Daten verfügen. Die konditionierte Verpflichtung ist unabhängig von der Verpflichtung zu sehen, dass die Daten den Elektrizitätsverteilernetzbetreibern diskriminierungsfrei zur Verfügung stehen müssen, die in Absatz 3b an die Übertragungsnetzbetreiber formuliert ist.

Zu Nummer 37 (§ 23d)

Die Regelung ist eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 38 (§ 25)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Ergänzung.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 39 (§ 27)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Ergänzung.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 40 (§ 28)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 41 (§ 29)

Es handelt sich um eine redaktionelle Ergänzung.

Zu Nummer 42 (§ 30)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neufassung des § 3.

Zu Nummer 43 (§ 35)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe b

Mit der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie werden neue Verbraucherpflichten für dynamische Stromtarife und Festpreisverträge eingeführt. Die Vorgaben sind in § 41a umgesetzt. Der Verweis in § 35 Absatz 1 Nummer 1 ist entsprechend anzupassen. Zudem wird der Überführung der Regelungen aus den Grundversorgungsverordnungen hinsichtlich der Voraussetzungen von Versorgungsunterbrechungen in die §§ 41f und 41g EnWG durch eine redaktionelle Anpassung der Vorschrift Rechnung getragen.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Einfügung der neuen Nummer 16.

Zu Buchstabe d

Die Vorschrift dient der Umsetzung der Verpflichtungen aus Artikel 27 der Energieeffizienzrichtlinie.

Zu Nummer 44 (§ 35b)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Maßnahme, die dem Bürokratieabbau dient.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Aufhebung des Absatzes 2.

Zu Buchstabe c

Folgeänderung wegen der Streichung von Satz 1 und Satz 2 Halbsatz 1 sowie Ergänzung einer Frist für die Übermittlung der technischen Kennlinien aus Gründen der Rechtssicherheit. Sie dient zudem dem Bürokratieabbau.

Zu Nummer 45 (§ 37)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 46 (§ 38a)

Es werden Regelungen eingefügt, mit denen die Voraussetzungen für eine mit der Ersatzversorgung in der Niederspannung und Niederdruck vergleichbare Übergangsversorgung für Mittelspannung und Mitteldruck getroffen werden sollen. In Teilen folgt die Vorschrift dem Leitbild des § 118c, der für die Monate Januar und Februar 2023 bereits eine entsprechenden Zielen dienenden Übergangsregelungen enthielt. Diese hatte der Gesetzgeber zum Ende des Jahres 2022 vor dem Hintergrund der Energiepreiskrise befristet für die Monate Januar und Februar 2023 eingefügt.

Generell sollte es sich bei den von der Vorschrift erfassten Sachverhalte um selten auftretende Ausnahmefälle handeln. Von größeren Gewerbebetrieben oder Industrieunternehmen kann im Grundsatz erwartet werden, dass sie in der Lage sind, zur Durchführung ihres Geschäftsbetriebs durchgängig auf vertraglicher Grundlage den Bezug von Strom oder Gas mit einem Lieferanten zu vereinbaren. Vor dem Hintergrund, dass mit einer Energiebelieferung regelmäßig auch Netzentgelte und staatlich veranlasste Preisbestandteile anfallen, besteht zugleich ein Interesse der Allgemeinheit, dass der Strom- oder Gasbezug eines solchen Unternehmens tatsächlich auch abgerechnet wird und die entsprechen Entgelte durch das Unternehmen entrichtet werden (Urteile des OLG Düsseldorf zur Strombelieferung von vertragslosen Kunden in der Mittelspannung vom 2. März 2023 (Oberlandesgericht Düsseldorf, 5 U 1/22 (nrw.de) sowie Oberlandesgericht Düsseldorf, 5 U 3/22 (nrw.de)).

Um eine solche Situation zu vermeiden, müsste der örtliche Netzbetreiber ein Unternehmen unverzüglich von der Strom- oder Gasversorgung trennen. Der Netzbetreiber stünde ggf. vor der Alternative, entweder einen wirtschaftlichen Nachteil für sich und die Allgemeinheit hinzunehmen oder eine vor Ort gegebenen unpopuläre

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Entscheidung zur Versorgungsunterbrechung zu treffen, die mit Blick auf z. B. möglicherweise betroffene Arbeitsplätze oder Vertragspartner des Letztverbrauchers auch faktische Drittwirkungen entfalten würde.

Grundsätzlich verbleibt die Verantwortung für eine solche Situation beim betroffenen Letztverbraucher. Für die Fälle, in denen sich der örtliche Netzbetreiber und der örtliche Grundversorger, gegebenenfalls vor dem Hintergrund eines örtlichen Bedarfes, aber auf das Angebot einer Übergangsversorgung verständigen können, soll die Vorschrift vor dem Hintergrund der Anforderungen der Rechtsprechung eine gesetzliche Grundlage für eine entsprechende Vereinbarung vor Ort schaffen. Insoweit handelt es sich für den Grundversorger um eine fakultative Ausweitung der Ersatzversorgung in Niederspannung oder Niederdruck auf eine Übergangsversorgung, wobei eine entsprechende Vereinbarung auch davon abhängt, ob der örtliche Netzbetreiber eine entsprechende Notwendigkeit sieht. Im Interesse der Bürokratiebegrenzung wird so vermieden, dass Übergangsversorgungen in Netzgebieten aufgebaut werden, in denen ein entsprechender Bedarf z. B. nie Bestand und auch nicht absehbar ist.

Wie auch der befristete § 118c weist § 38a die Aufgabe einer Übergangsversorgung nicht unmittelbar dem Grundversorger zu, der ergänzend die Aufgabe einer Ersatzversorgung in Niederspannung und Niederdruck wahrnimmt. Hintergrund ist, dass sich die Aufgabe der Grundversorger auf das sog. Massenkundengeschäfts mit Letztverbrauchern bezieht, die durch geringere Energieverbrauchsmengen haben als Gewerbe- und Industriekunden, die an die vorgelagerten Netzebenen angeschlossen sind. Ein Übergangsversorger nach § 38a muss in der Lage sein, die für die Belieferung erforderlichen Energiemengen kurzfristig zu beschaffen. Grundversorger, die dazu für die in Niederspannung oder Niederdruck belieferten Kunden in der Lage sind, müssen dies nicht zwingend auch für Kunden mit deutlich höheren Verbrauchsmengen umsetzen können. Angesichts der deutlich unterschiedlichen Größe der Grundversorgungsgebiete und der in ihnen tätigen Grundversorger ist eine generelle Zuweisung der Aufgabe einer Übergangsversorgung in Mittelspannung oder Mitteldruck an die Grundversorger daher nicht sachgerecht. Die Gewährleistung der Grundversorgung von Haushaltskunden in Niederspannung und Niederdruck überwiegt ein mögliches Interesse an einer generellen Zuweisung dieser Aufgabe an die Grundversorger. Gleichzeitig wurde von einer Ausschreibungslösung Abstand genommen, da diese mit zusätzlichem bürokratischen Aufwand verbunden wäre, der für die von der Norm erfassten Ausnahmefälle nicht sachgerecht erschiene sowie angesichts der notwendigen Auswahlentscheidung mit Klagerisiken und zeitlichem Verzug bei der praktischen Umsetzung verbunden wäre.

Absatz 1

Absatz 1 Satz 1 enthält eine gesetzliche Berechtigung der örtlichen Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber, mit in ihrem Netzgebiet tätigen Grundversorgern zu vereinbaren, dass diese in ihrem Grund- und Ersatzversorgungsgebiet zusätzlich auch die Aufgabe einer Übergangsversorgung von Letztverbrauchern übernehmen. Die Netzbetreiber werden aber nicht verpflichtet, eine entsprechende Vereinbarung dem örtlichen Grundversorger anzubieten. Halten sie dies in ihrem Netzgebiet nicht für erforderlich, z. B. weil sie sich in der Lage sehen, erforderlichenfalls unverzüglich die Versorgung des betroffenen Gewerbe- oder Industriekunden zu unterbrechen, können sie auf ein entsprechendes Angebot verzichten. Die Übergangsversorgung bezieht sich nach Absatz 1 Satz 1 auf Letztverbraucher, die in Mittelspannung oder Mitteldruck an das Elektrizitäts- oder Gasnetzangeschlossen sind und deren Belieferung keinem Energielieferanten zugeordnet werden kann. Insoweit entspricht die Situation, die von der Norm erfasst werden soll, der des § 38 Absatz 1 Satz 1. Im Unterschied zur Ersatzversorgung nach § 38, die als gesetzliche Aufgabe dem Grundversorger zugewiesen ist, erfolgt die Übernahme der Aufgabe der Übergangsversorgung durch Vertragsschluss und damit für den Grundversorger freiwillig. Auch der Grundversorger ist nicht zum Abschluss der Vereinbarung mit dem örtlichen Netzbetreiber verpflichtet. Die Freiwilligkeit auch für den Grundversorger beruht auf den oben dargestellten Gründen. Absatz 1 Satz 1 zielt vor dem Hintergrund der grundsätzlichen Eigenverantwortung der betroffenen Gewerbebetriebe und Industrieunternehmen nicht auf ein flächendeckendes Angebot einer Übergangsversorgung in Mittelspannung oder Mitteldruck, sondern soll bei Bedarf eine rechtliche Grundlage für Lösungsmöglichkeiten vor Ort bieten.

Absatz 1 Satz 2 stellt klar, dass die Regelungen des Absatz 1 Satz 1 auch für eine Übergangsversorgung von Letztverbrauchern gelten, die an der Umspannung von Niederspannung zu Mittelspannung angeschlossen sind, soweit auf diese nicht bereits eine Ersatzversorgung nach § 38 anwendbar ist. Die Regelung entspricht dem früheren § 118c Absatz 1 Satz 2. Absatz 1 Satz 3 gibt den zentralen Vertragsgegenstand einer Vereinbarung zur Übergangsversorgung zwischen dem Netzbetreiber und dem Grundversorger vor. Der Übergangsversorger ist zu verpflichten, einen Letztverbraucher zur Vermeidung einer anderweitig erforderlichen Versorgungsunterbrechung übergangsweise zu beliefern.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Absatz 1 Satz 3 stellt klar, dass im Falle einer Vereinbarung nach Absatz 1 Satz 1 der Grundversorger in seiner zusätzlichen Funktion als Übergangsversorger verpflichtet ist, zur Vermeidung der Durchführung einer Versorgungsunterbrechung durch den örtlichen Netzbetreiber einen Letztverbraucher auch ohne Abschluss eines Liefervertrages auf der gesetzlichen Grundlage übergangsweise zu beliefern.

Absatz 1 Satz 4 verpflichtet den Betreiber eines Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes, der eine Vereinbarung nach Absatz 1 Satz 1 abgeschlossen hat, aus Transparenzgründen auf seiner Internetseite zu veröffentlichen, dass in seinem Netzgebiet eine Übergangsversorgung erfolgt.

Absatz 2

Absatz 2 Satz 1 entspricht in angepasster Form dem früheren § 118c Absatz 1 Satz 1. Die Berechtigung zur Zuordnung von Entnahmestellen oder Ausspeisepunkten folgt, anders als bei dem früheren § 118c Absatz 1 Satz 1, nicht unmittelbar kraft Gesetzes, sondern aus der vorgelagerten Vereinbarung zwischen dem örtlichen Netzbetreiber und dem örtlichen Grundversorger nach Absatz 1 Satz 1. Ausgangspunkt der Berechtigung des Netzbetreibers, eine Entnahmestelle oder einen Ausspeispunkt von Letztverbrauchern dem Übergangsversorger zuzuordnen, ist der Umstand, dass diese keinem anderen Strom- oder Gaslieferanten zugeordnet werden können, obwohl der Letztverbraucher weiterhin Elektrizität oder Gas aus dem Elektrizitäts- oder Gasverteilernetz bezieht. Um die Abrechnung der aus dem Elektrizitäts- oder Gasverteilernetz bezogenen Energie zu ermöglichen, werden diese Entnahmestellen oder Ausspeisepunkte dem Bilanzkreis des Übergangsversorgers zugeordnet. Die Zuordnung zum Übergangsversorger gewährleistet auch, dass es eine Grundlage zur Abrechnung der für den Elektrizitäts- oder Gasbezug des Letztverbrauchers anfallenden Netzentgelte und sog. staatlich veranlassten Preisbestandteile gibt.

Absatz 2 Satz 2 entspricht der Rechtsfolge nach § 38 Absatz 1 Satz 1. Die Regelung stellt klar, dass auf Grundlage der Zuordnung des Elektrizitäts- oder Gasbezugs des Letztverbrauchers zu dem Bilanzkreis des Übergangsversorgers der erfolgte Bezug von Elektrizität oder Gas kraft Gesetzes als von dem Übergangsversorger geliefert gilt. Daraus ergibt sich die gesetzliche Grundlage für die Abrechnung des Elektrizitäts- oder Gasbezugs gegenüber einem Letztverbraucher, der übergangsversorgt wird.

Absatz 2 Satz 3 entspricht im Grundsatz § 38 Absatz 1 Satz 2. Die für das Rechtsverhältnis zwischen dem Übergangsversorger und dem Letztverbraucher im Grundsatz relevanten §§ 40 bis 41 und 42 gelten nach Maßgabe der Absätze 3 bis 10.

Absatz 3

Absatz 3 Nummer 1 entspricht dem früheren § 118c Absatz 6 Nummer 2. Die Norm regelt, dass Absatz 2 nicht anwendbar ist, wenn die Belieferung eines Letztverbrauchers für den Übergangsversorger aus wirtschaftlichen Gründen unzumutbar ist. Solche wirtschaftlichen Gründe können insbesondere in einer eingeschränkten Zahlungsfähigkeit des Letztverbrauchers liegen. Nach Absatz 4 ist der Übergangsversorger berechtigt, für die Übergangsversorgung von dem betroffenen Letztverbraucher ein angemessenes Entgelt zu verlangen. Insbesondere wenn ein Erhalt der Gegenleistung grundsätzlich gefährdet ist, kann die Übergangsversorgung für den Übergangsversorger im Einzelfall unzumutbar sein.

Absatz 3 Nummer 2 ergänzt das Verweigerungsrecht des Übergangslieferanten nach Absatz 3 Nummer 1 um eine Mitteilungspflicht des Übergangsversorgers gegenüber dem Netzbetreiber, dass er von seinem Verweigerungsrecht Gebrauch macht. Die Mitteilung muss innerhalb von zwei Werktagen nach Meldung des Letztverbrauchers zur Übergangsversorgung erfolgen, um die wirtschaftlichen Risiken des Netzbetreibers zu begrenzen.

Absatz 4

Absatz 4 entspricht den Vorgaben des früheren § 118c Absatz 3.

Absatz 5

Absatz 5 Satz 1 orientiert sich an den Veröffentlichungspflichten eines Grundversorgers und überträgt diese auf die Übergangsversorgung.

Die Vorgaben des Absatzes 5 Satz 2 bis 4 entsprechen im Grundsatz § 38 Absatz 3, so dass für die Ersatzversorgung und die Übergangsversorgung insoweit einheitliche Rahmenbedingungen gelten. Absatz 5 Satz 3 sieht

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

ergänzend eine Mitteilung von Änderungen der Allgemeinen Bedingungen und Preise an die Regulierungsbehörde vor.

Absatz 6

Absatz 6 entspricht in redaktionell angepasster Form § 38 Absatz 4.

Absatz 6 Satz 1 begrenzt den Zeitraum, in dem eine Übergangsversorgung erfolgen kann, wie bei der Ersatzversorgung auf drei Monate.

Absatz 6 Satz 2 ermöglicht die Abrechnung der Elektrizitäts- oder Gaslieferung durch den Übergangsversorger gegenüber dem Letztverbraucher auch in den Fällen, in denen keine Verbrauchsermittlung nach § 40a Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 vorliegt.

Absatz 7Absatz 8

Absatz 8 Satz 1 enthält eine Informationspflicht des Betreibers eines Elektrizitäts- oder Gasverteilernetzes gegenüber den betroffenen Letztverbrauchern, um diese bei Kenntnis eines drohenden vertragslosen Zustandes unverzüglich über die Folgen zu informieren. Die Information soll die Möglichkeit einer Versorgungsunterbrechung und deren Folgen sowie die Möglichkeit einer kurzfristig eintretenden Übergangsversorgung umfassen. Zugleich soll der Netzbetreiber mitteilen, wer in seinem Gebiet der Übergangsversorger ist. Die Informationspflicht besteht nur, wenn dem Netzbetreiber entsprechende Umstände bekannt sind.

Absatz 8 Satz 2 regelt Ausnahmen von dieser Informationspflicht. Sofern der Vorlieferant den Letztverbraucher kurzfristig abmeldet oder der Bilanzkreis des Vorlieferanten oder der Lieferantenrahmenvertrag fristlos gekündigt wird, entfällt die Informationspflicht des Netzbetreibers gegenüber dem Letztverbraucher nach Absatz 8 Satz 1.

Absatz 9

Absatz 9 entspricht inhaltlich den Regelungen zur Grundversorgung nach § 36 Absatz 3. Wechselt der Übergangsversorger aufgrund einer neuen Vereinbarung des Betreibers eines Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetzes nach Absatz 1 Satz 1 entstehen neue Rechtsverhältnisse der Übergangsversorgung grundsätzlich mit dem neuen Übergangsversorger. Absatz 9 enthält eine Übergangsvorschrift für die Fälle, in denen im Zeitpunkt des Wechsels noch Übergangsversorgungen zwischen dem bisherigen Übergangsversorger und Letztverbrauchern bestehen. Nach Absatz 9 sollen in diesen Fällen die im Zeitpunkt des Wechsels der Übergangsversorgung maßgeblichen Bedingungen der bestehenden Übergangsversorgung zwischen dem Letztverbraucher und dem bisherigen Übergangsversorger fortbestehen.

Absatz 10

Absatz 10 Nummer 1 entspricht im Grundsatz dem früheren § 118c Absatz 5. Im Rahmen der Übergangsversorgung sind die Netzbetreiber verpflichtet, den Übergangsversorger unverzüglich zu informieren, wenn eine Entnahmestelle keinen Energieliefervertrag zugeordnet werden kann.

Absatz 10 Nummer 2 und 3 dienen einer rechtzeitigen Vorabinformation des Übergangsversorgers über den möglichen Umfang der im Rahmen der Übergangsversorgung künftig anfallenden Energiemengen. Absatz 10 Nummer 2 enthält eine regelmäßige Informationspflicht vor einem Jahreswechsel, da insbesondere zum Jahresende viele bestehende Lieferverträge auslaufen können. Absatz 10 Nummer 3 regelt ergänzend eine unterjährige Informationspflicht, sofern der Netzbetreiber absehen sollte, dass ein Bezug außergewöhnlich hoher Energiemengen ohne vertragliche Zuordnung sein könnte.

Zu Nummer 47 (§ 39)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Ergänzung.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 48 (§ 40)

Zu Buchstabe a

Die Gasrichtlinie enthält Vorgaben für den Inhalt von Gas- und Wasserstoffrechnungen für Endkunden. Zur Umsetzung der Richtlinie wird die Vorschrift des § 40 erweitert, so dass sie auch für Wasserstoffrechnungen gilt. Energierechnungen umfassen Strom-, Gas- und Wasserstoffrechnungen.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Ergänzung, die einer leichteren Identifikation des Messstellenbetreibers dient.

Zu Buchstabe c

Die Gasrichtlinie enthält Vorgaben für Gas- und Wasserstoffrechnungen für Endkunden. Zur Umsetzung der Richtlinie wird die Vorschrift des § 40 erweitert, so dass die Vorgaben grundsätzlich auch für den Inhalt von Wasserstoffrechnungen gelten. Absatz 3 gilt davon abweichend weiterhin nur für den Inhalt von Strom- und Gasrechnungen. Die Verpflichtungen aus Absatz 3 richten sich daher nur an Strom- und Gaslieferanten. Dies wird durch die Änderung in Absatz 3 klargestellt.

Zu Nummer 49 (§ 40a)

Zu Buchstabe a

Die Gasrichtlinie enthält Vorgaben für die Abrechnung von Gas- und Wasserstoff bei Endkunden. Zur Umsetzung der Richtlinie wird die Vorschrift des § 40a erweitert, so dass sie auch für Wasserstoffabrechnungen gilt. Energierechnungen umfassen Strom-, Gas- und Wasserstoffrechnungen.

Zu Buchstabe b

In den Fällen des § 40a Absatz 2 Satz 1 dürfen die Abrechnung oder die Abrechnungsinformation auf einer Verbrauchsschätzung beruhen. Diese muss unter angemessener Berücksichtigung der tatsächlichen Verhältnisse erfolgen. Mit dem neuen Satz 2 wird präzisiert, dass dabei insbesondere auf den Verbrauch eines Letztverbrauchers im vorangegangenen Abrechnungszeitraum oder den Verbrauch eines vergleichbaren Letztverbrauchers abzustellen ist. Diese Ergänzung dient der Umsetzung der Vorgaben in Annex I Absatz 2 der Gasrichtlinie in nationales Recht.

Zu Nummer 50 (§ 40b)

Die Gasrichtlinie enthält Vorgaben für Gas- und Wasserstoffabrechnungen für Endkunden und die entsprechenden Rechnungs- und Informationszeiträume. Zur Umsetzung der Richtlinie soll die Vorschrift des § 40b grundsätzlich auch für Wasserstoffabrechnungen gelten. Abweichend davon sollen die Vorgaben des § 40b Absatz 5 Satz 2 weiterhin nur für Strom- und Gasabrechnungen gelten.

Zu Nummer 51 (§ 40c)

Zu Buchstabe a

Die novellierte Gasrichtlinie enthält Vorgaben für den Inhalt von Gas- und Wasserstoffrechnungen für Endkunden. Zur Umsetzung der Richtlinie wird die Vorschrift des § 40c erweitert, so dass sie auch für Wasserstoffrechnungen gilt. Energierechnungen umfassen Strom-, Gas- und Wasserstoffrechnungen.

Zu Buchstabe b

Aus den vorgenannten Gründen soll die Abrechnung nach § 40c Absatz 2 Satz 2 Strom-, Gas- und Wasserstoffabrechnungen umfassen. Daher wird die Begrenzung auf Stromabrechnungen aufgehoben und der Begriff der Stromabrechnung wird durch den Begriff der Abrechnung ersetzt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 52 (§ 41)

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Zu Dreifachbuchstabe aaa

Die Gasrichtlinie sieht vor, dass Verträge zwischen Letztverbrauchern und Energielieferanten Informationen wie Name und Kontaktdaten des Versorgers, einschließlich Anschrift, E-Mail-Adresse und einer Kunden-Hotline enthalten müssen. Dies wird mit der Anpassung des § 41 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 EnWG umgesetzt. Die Vorgaben dienen dem Zweck, dass die Letztverbraucher den jeweiligen Energielieferanten ab Vertragsschluss gut erreichen können. Die Formulierung entspricht § 40 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EnWG.

Zu Dreifachbuchstabe bbb

Die ergänzenden Vorgaben in § 41 Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 dienen der Transparenz im Hinblick auf die Preise in Energielieferverträgen mit Letztverbrauchern. Diese Verträge müssen insbesondere Informationen dazu enthalten, ob der Preis fest oder variabel ist und, soweit zutreffend, über bestehende Sonderangebote und Preisnachlässe, dies umfasst auch Preise von gebündelten Angeboten. Dies dient der Umsetzung der Vorgaben des Artikel 11 Absatz 5 der Gasrichtlinie in nationales Recht.

Zu Doppelbuchstabe bb

Diese Vorgaben dienen der Umsetzung von Artikel 11 Absatz 3 Satz 1 sowie Satz 5 der Gasrichtlinie. Diese Vorgaben bestimmen, welche Informationen im Vertrag mit dem Letztverbraucher enthalten sein müssen. Dazu zählen Informationen über den Versorger und den Preis von Produkten oder Dienstleistungen, die an die Energieversorgung gebunden sind oder im Paket damit angeboten oder erbracht werden. Artikel 11 Absatz 3 Satz 5 der Gasrichtlinie spezifiziert, welche Informationen bereits vor Vertragsabschluss für Letztverbraucher zur Verfügung zu stellen sein müssen. Dabei handelt es sich Informationen über den Energielieferanten und über den Anbieter von Dienstleistungen sowie um den Preis der Produkte und Dienstleistungen, die mit dem Energieliefervertrag im Paket angeboten oder erbracht werden oder die an den Energieliefervertrag gebunden sind. Diese Vorgaben dienen der Information der Letztverbraucher bereits vor Vertragsschluss.

Zu Buchstabe b

Die Regelung gewährleistet, dass auch Senkungen anderer Preisbestandteile, wie bspw. Messstellenbetriebsentgelte unbürokratisch und schnell an die Letztverbraucher weitergegeben werden können.

Zu Nummer 53 (§ 41a)

Zu Buchstabe a

Mit den Festpreisverträgen wird eine weitere besondere Vertragsart in der Vorschrift ergänzt. Dies sollte sich bereits aus der Überschrift ergeben. Es handelt sich insoweit um eine Folgeänderung.

Zu Buchstabe b

Die in Artikel 11 Absatz 2 der novellierten Strommarktrichtlinie (EU) 2019/944 enthaltene Verpflichtung der Stromlieferanten, Letztverbraucher vollständig über die Chancen, Kosten und Risiken zu informieren, soll sich zukünftig auf beide in § 41a erfassten Vertragsarten beziehen. Die Vorgabe wird deshalb in Absatz 2 Satz 2 gestrichen und in einen für beide Vertragsarten geltenden neuen Absatz 7 überführt.

Zu Buchstabe c

Zur Umsetzung des Artikel 11 der novellierten Strommarktrichtlinie (EU) 2019/944 wird die Regelung zu dynamischen Stromtarifen um den Vertrag mit Festpreistarif ergänzt. Artikel 11 der novellierten Strommarktrichtlinie (EU) 2019/944 sieht eine Verpflichtung für Stromlieferanten mit mehr als 200 000 Letztverbrauchern vor, Stromlieferverträge mit fester Laufzeit und festen Tarifen anzubieten.

Die Laufzeit dieser Verträge beträgt mindestens zwölf Monate. Die Richtlinie sieht vor, dass die Stromlieferanten die entsprechenden Verträge während der vereinbarten Laufzeit nicht einseitig ändern oder kündigen können.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zudem werden Vorgaben aus der Strombinnenmarktrichtlinie für weitergehende Verbraucherinformationen für Verträge mit dynamischen Stromtarifen sowie für Verträge mit Festpreistarifen erweitert bzw. eingeführt. Diese werden mit Absatz 5 ins nationale Recht übernommen. Bereits vor dem Abschluss oder der Verlängerung eines Vertrages mit fester Laufzeit und einem festen Tarif sowie eines Vertrages mit dynamischem Stromtarif hat der Stromlieferant dem Letztverbraucher eine Zusammenfassung der wichtigsten Vertragsbedingungen zur Verfügung zu stellen.

Die Stromlieferanten haben die Letztverbraucher über die Kosten sowie die Vor- und Nachteile der Verträge nach Absatz 2 und Absatz 4 Satz 1 umfassend zu unterrichten. Stromlieferanten, die verpflichtet sind, die Verträge nach den Absätzen 2 und 4 anzubieten, haben den Letztverbraucher zudem vollständig über die Chancen, Kosten und Risiken der jeweiligen Art des Stromliefervertrags zu informieren.

Der Umsetzung dieser Vorgaben aus der Strombinnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944 dienen die neuen Vorgaben in § 41a EnWG. Durch sie soll sichergestellt werden, dass Letztverbraucher sich jederzeit sowohl für einen Stromliefervertrag mit fester Laufzeit und festem Tarif als auch mit einem dynamischen Tarif entscheiden können. Dabei wird die Vorgabe der Richtlinie, dass die Verpflichtung nur für Stromlieferanten mit mehr als 200 000 Kunden gilt, übernommen. Dies ist sachgerecht. Denn eine flächendeckende Versorgung kann durch die entsprechenden Energieversorgungsunternehmen sichergestellt werden. Zudem kann es in einem dynamischen Wettbewerb auch kleinere Anbieter geben, die nur eine bestimmte Angebotssparte bedienen. Dies soll nicht durch regulatorische Vorgaben erschwert werden.

Der Abschluss eines Festpreisvertrages darf nicht dazu führen, dass Letztverbraucher von der Beteiligung an netzorientierter Steuerung im Sinne des § 14a, an sonstiger Laststeuerung oder an der Beteiligung gemeinsamer Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien nach § 42c ausgeschlossen werden.

Mit Absatz 5 wird von der in Artikel 11 Absatz 1 Satz 3 der Richtlinie (EU) 2019/944 zugelassenen Ausnahmemöglichkeiten Gebrauch gemacht. Versorger, die nur Verträge mit dynamischen Stromtarifen anbieten, können dann von der Verpflichtung zum Angebot von Festpreisverträgen befreit werden, sofern sich die Ausnahme nicht negativ auf den Wettbewerb auswirkt und für Letztverbraucher eine ausreichende Auswahl an Festpreisverträgen zur Verfügung steht. Nach Einschätzung der aktuellen Marktsituation liegen diese Voraussetzungen vor.

Artikel 11 Absatz 1a der novellierten Strommarktrichtlinie (EU) 2019/944 verpflichtet zu einer weiteren Informationspflicht bereits vor dem Abschluss des Vertrages, die mit Absatz 6 umgesetzt wird und für beide Vertragsarten, dynamische Stromtarife und Festpreisverträge, gelten soll.

Zu Nummer 54 (§ 41b)

Zu Buchstabe a

Die bisher in § 41 Absatz 2 aufgeführten Regelungen werden in § 41f Absatz 4 überführt, da dort nun eine allgemeine Regelung betreffend Versorgungsunterbrechungen auch außerhalb der Grundversorgung eingeführt wird.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Wegfall des § 118b EnWG.

Zu Nummer 55 (§ 41c)

Zu Buchstabe a

Die novellierte Gasrichtlinie enthält Vorgaben für den Inhalt von Gas- und Wasserstoff-rechnungen für Endkunden. Zur Umsetzung der Richtlinie wird die Vorschrift des § 41c erweitert, so dass sie auch für Wasserstoffrechnungen gilt. Energierechnungen umfassen Strom-, Gas- und Wasserstoffrechnungen.

Zu Buchstabe b

Die Vorgaben zu Vergleichsinstrumenten bei Energielieferungen beziehen sich nach Absatz 1 bisher ausschließlich auf das Angebot von Stromlieferanten. Insoweit handelt es sich um redaktionelle Anpassungen. § 41c Artikel 14 der Stromrichtlinie (EU) 2019/944 um.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Die Umsetzung der entsprechenden Vorgabe nach Artikel 14 der Richtlinie (EU) 2024/1788 vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG wird derzeit geprüft.

Zu Nummer 56 (§ 41f und § 41g-neu)

Mit den neu eingefügten §§ 41f und 41g werden Regelungen im Zusammenhang mit Versorgungsunterbrechungen wegen der Nichtzahlung von Energierechnungen neu geordnet und im EnWG konzentriert.

Für Energielieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung gibt es bisher, über die allgemeinen Vorgaben des § 41b Absatz 2 hinaus, allein die befristete Sonderregelung des § 118b, die vor dem Hintergrund der Preiskrisen im Jahr 2022 eingefügt wurde und nach ihrem Absatz 1 bis zum 30. April 2024 anzuwenden war. Im neuen § 41f sollen nunmehr dauerhaft solche Vorgaben konzentriert werden, die für alle Energielieferverträge mit Haushaltskunden gelten. Die bisherigen §§ 41b Absatz 2 und 118b können entfallen. Infolge der Anpassung der Definition des Energielieferanten in § 3 Nummer 33 umfasst dieser nunmehr auch Wasserstofflieferanten und dient insoweit auch bereits insbesondere der Umsetzung von Artikel 28 der RL (EU) 2024/1788.

Für Grundversorgungsverträge, die definitionsgemäß allein mit Haushaltskunden i. S. d. EnWG abgeschlossen werden, enthalten bisher die §§ 19 StromGVV und GasGVV dazu Regelungen. Diese werden punktuell angepasst nunmehr in § 41g konzentriert. Gesetzestechnisch baut § 41g auf § 41f auf und ergänzt diesen durch Regelungen, die ausschließlich im Bereich der Grundversorgung gelten. Die entsprechenden Vorgaben in der StromGVV und GasGVV können entfallen.

Zu § 41f

Regelungen zu Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung einer Strom- oder Gasrechnung sind für die Grundversorgung traditionell in der StromGVV und GasGVV enthalten. Außerhalb der Grundversorgung enthält § 41b Absatz 2 bereits bestimmte Vorgaben für Energielieferverträge mit Haushaltskunden. § 118b EnWG, der vor dem Hintergrund der Preiskrisen im Jahr 2022 eingefügt wurde, sah bis zum Ablauf des 30. April 2024 weitergehende Regelungen für Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung der Strom- oder Gasrechnung bei Energielieferverträgen mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung vor. Diese Regelungen sollen in Teilen dauerhaft beibehalten werden. Die Überführung in einen neuen § 41f dient der Einheitlichkeit und der besseren Übersichtlichkeit der Vorgaben für Energielieferverträge außerhalb der Grundversorgung und stärkt dadurch den Verbraucherschutz. Darüber hinaus dienen die Regelungen der Umsetzung des durch Artikel 2 der Richtlinie (EU) 2024/1711 neu eingefügten Artikels 28a der Strombinnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944. Unionsrechtlichen Vorgaben beziehen sich nicht allein auf den besonders schutzbedürftigen Bereich der Grundversorgungsverträge, sondern auch auf alle Stromlieferverträge. Auch im Interesse des Verbraucherschutzes ist eine dauerhafte Ausweitung der Vorgaben des § 41b Absatz 2 geboten. Der bisherige § 41b Absatz 2 kann in diesem Zusammenhang entfallen, da sein Regelungsinhalt in den neuen § 41f aufgenommen wird. Die Regelungen des § 41f gelten für Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung der Strom- oder Gasrechnung für Haushaltskunden innerhalb und außerhalb der Grundversorgung.

Bei Verträgen außerhalb der Grundversorgung besteht darüber hinaus die Möglichkeit des Energielieferanten, den Vertrag zu kündigen, wenn Kündigungsgründe unter den gesetzlich geregelten Voraussetzungen vorliegen. Sofern eine Versorgungsunterbrechung erfolgen soll, sind die Regelungen des § 41f zu beachten. Sie dienen der Transparenz und der Einheitlichkeit des Vorgehens der Versorger, die die Einzelheiten andernfalls vertraglich ausgestalten müssten, so dass divergierende Regelungen und ein unübersichtliches Vorgehen der Energielieferanten zu befürchten wären. Dies bringt Klarheit über die Möglichkeiten und Voraussetzungen von Versorgungsunterbrechungen auch außerhalb der Grundversorgung und dient damit einer Verbesserung des Verbraucherschutzes.

Absatz 1

Absatz 1 regelt, unter welchen Voraussetzungen ein Energielieferant berechtigt ist, die Energieversorgung eines Haushaltskunden nach Mahnung zu unterbrechen. Er entspricht in redaktionell angepasster Form dem bisherigen § 118b Absatz 2 sowie für die Grundversorgung den bisherigen §§ 19 Absatz 2 Satz 1 bis 4 und 6 StromGVV und GasGVV.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Absatz 1 Satz 1 entspricht der geltenden Rechtslage, soweit es um die grundsätzliche Berechtigung aller Energielieferanten geht, bei Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung die Energieversorgung zu unterbrechen. Dies entspricht dem Wesen des Energieliefervertrages als entgeltliches Schuldverhältnis, aus dem sich auch der grundsätzliche Anspruch des Energielieferanten auf eine die Bezahlung der Rechnung als Gegenleistung für die Energielieferung ergibt. Absatz 1 Satz 1 begrenzt dauerhaft das Zurückbehaltungsrecht des Energielieferanten auch außerhalb der Grundversorgung. Insoweit wird die bisherige Regelung nach 41b Absatz 2 EnWG integriert, so dass durch die Verpflichtung zur vorherigen Androhung der Versorgungsunterbrechung im Vergleich zur bisherigen Rechtslage keine zusätzliche Informationspflicht entsteht.

Nach Absatz 1 Satz 2 ist eine Unterbrechung der Energieversorgung unzulässig, wenn diese außer Verhältnis zum Umfang der ausstehenden Zahlungen steht oder der Haushaltskunde nachweisen kann, dass er seinen Zahlungsverpflichtungen nachkommen kann.

Absatz 1 Satz 3 stellt klar, dass die Androhung der Versorgungsunterbrechung mit der Mahnung des Energielieferanten wegen einer Nichtzahlung der Rechnung verbunden werden kann. Auch dies dient der Bürokratiebegrenzung.

Diese verbraucherschützenden Regelungen werden durch zusätzliche Informationspflichten des Energielieferanten nach Absatz 1 Satz 4 ergänzt. Sie sollen Haushaltskunden in die Lage versetzen, dem Energielieferanten die für die Feststellung der Unverhältnismäßigkeit einer Unterbrechung benötigten Informationen einfach zu übermitteln.

Absatz 2

Die Regelung in Absatz 2 macht nähere Vorgaben zur Verhältnismäßigkeit i. S. d. Absatzes 1 Satz 2. Absatz 2 entspricht in angepasster Form dem bisherigen § 118b Absatz 3 sowie für die Grundversorgung den bisherigen §§ 19 Abs. 2 Satz 5 und 7 StromGVV und GasGVV.

Absatz 2 Satz 1 legt fest, wann eine Unterbrechung insbesondere unverhältnismäßig ist. Es ist regelmäßig eine Prüfung und Bewertung des Einzelfalls erforderlich. Insbesondere eine besondere Schutzbedürftigkeit eines Mitglieds des betroffenen Haushalts des Haushaltskunden führt dazu, dass die Versorgungsunterbrechung unverhältnismäßig ist.

Ein Haushaltskunde oder ein Mitglied seines Haushalts ist nach Absatz 2 Satz 2 insbesondere dann besonders schutzbedürftig, wenn die Unterbrechung der Energieversorgung zu einer konkreten Gefährdung der Gesundheit oder des Lebens des betroffenen Haushaltsmitglieds führen kann. Die Gefährdung muss sich aufgrund besonderer persönlicher Umstände ergeben, die insbesondere auf gesundheitlichen oder altersbedingten Eigenschaften beruhen können. Ein Energielieferant kann gegebenenfalls bereits über Kenntnisse verfügen, die solche persönlichen Umstände begründen. Jedoch dürften die persönlichen Umstände des Haushaltskunden oder eines Mitglieds seines Haushaltes den Energielieferanten insbesondere bei Energielieferungen außerhalb der Grundversorgung zumeist nicht ohne Weiteres bekannt sein. Daher verpflichtet Absatz 1 Satz 4 Nr. 1 den Energielieferanten, den Haushaltskunden mit der Androhung der Versorgungsunterbrechung zu informieren, dass der Haushaltskunde dem Energielieferanten entsprechende Gründe mitteilen kann. Artikel 28 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2019/944 verlangt eine Definition des Begriffs des schutzbedürftigen Kunden. Dieses Erfordernis wird mit der Regelung in Absatz 2 Satz 1 umgesetzt. Die Mitgliedstaaten sind verpflichtet, geeignete Maßnahmen zum Schutz der Kunden zu ergreifen. Die Richtlinie sieht vor, dass für die Definition des Begriffs „schutzbedürftiger Kunde“ unter anderem die kritische Abhängigkeit von elektrischen Geräten für gesundheitliche Zwecke, das Alter und weitere Kriterien herangezogen werden können.

Absatz 2 Satz 3 bestimmt, dass der Haushaltskunde die Gefahr nach Absatz 2 Satz 2 gegenüber dem Energielieferanten glaubhaft machen muss, wenn dieser es verlangt. Die Regelung trägt dem Umstand Rechnung, dass der Energielieferant im Regelfall die persönlichen Verhältnisse des Haushaltskunden selbst nur eingeschränkt überprüfen kann.

Absatz 3

Absatz 3 Satz 1 bis 4 entspricht in redaktionell angepasster Form dem bisherigen § 118b Absatz 4 sowie für die Grundversorgung den bisherigen §§ 19 Absatz 2 Satz 8 bis 11 StromGVV und GasGVV.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Als beanstandet bzw. streitig gelten nach Absatz 3 Satz 5 auch Forderungen, gegen die der Kunde eine Verbraucherbeschwerde im Sinne von § 111a eingereicht hat und die daraufhin Gegenstand eines Verfahrens zur außergerichtlichen Streitbeilegung nach § 111b Absatz 1 geworden sind. Dies bedeutet, dass der Energielieferant aus Gründen, die im Zeitpunkt der Androhung der Versorgungsunterbrechung bereits Gegenstand einer außergerichtlichen Streitbeilegung nach § 111b EnWG geworden sind, die Energielieferung nicht unterbrechen lassen darf. Die Regelung dient auch der Umsetzung von Artikel 28a Absatz 2 der Richtlinie (EU) 2019/944 in der Fassung der Richtlinie (EU) 2024/1711.

Absatz 4

Absatz 4 übernimmt in gebündelter und leicht ergänzter Form die bisher in § 41b Absatz 2 aufgeführten Informationen zu den Möglichkeiten, eine Unterbrechung der Energieversorgung zu vermeiden. Die Vorschrift entspricht auch in leicht ergänzter Form dem bisherigen § 118b Absatz 5 Satz 1, 2 und 4 sowie den bisherigen §§ 19 Absatz 3 Satz 1, 2 und 4 StromGVV und GasGVV.

Absatz 5

Absatz 5 entspricht dem bisherigen § 118b Absatz 6 sowie den bisherigen §§ 19 Absatz 4 StromGVV und GasGVV.

Die Vorschrift regelt die Form, in der dem Haushaltskunden die Unterbrechung der Energielieferung anzukündigen ist. Die Ankündigung einer Unterbrechung muss dabei grundsätzlich auf brieflichem Wege erfolgen, um zu gewährleisten, dass auch die Haushaltskunden erreicht werden können, die keinen Zugang zu elektronischen Kommunikationsmitteln bzw. dem Internet haben.

Absatz 6

Absatz 6 entspricht in redaktionell angepasster Form dem bisherigen § 118b Absatz 8 sowie den bisherigen §§ 19 Absatz 6 StromGVV und GasGVV.

Die Regelung beschreibt, auf welche Informationen in einer Unterbrechungsandrohung hinzuweisen ist. Diese Regelungen dienen ebenfalls der Transparenz und dem Verbraucherschutz, indem ein betroffener Haushaltskunde deutlich und verständlich auf voraussichtlich entstehende Kosten hingewiesen wird.

Absatz 7

Absatz 7 entspricht in redaktionell angepasster Form dem bisherigen § 118b Absatz 9 sowie den bisherigen § 19 Absatz 7 StromGVV und GasGVV

Nach Absatz 7 muss der Energielieferant die Energielieferung unverzüglich wiederherstellen lassen, sobald die Gründe für die Versorgungsunterbrechung weggefallen sind und der Haushaltskunde die entstandenen Kosten der Unterbrechung sowie die entstehender Kosten der Wiederherstellung beglichen hat. Eine pauschale Berechnung der Kosten für strukturell vergleichbare Fälle ist möglich. Sie muss einfach nachvollziehbar sein. Sie darf die üblichen Kosten nicht übersteigen und die Berechnungsgrundlage ist dem Haushaltskunden nachzuweisen, wenn er dies verlangt. Er kann geringere Kosten nachweisen. Die in Rechnung gestellten Kosten dürfen, auch im Falle einer Pauschalierung, die dem Energielieferanten tatsächlich entstehenden Kosten nicht überschreiten. Klargestellt werden soll durch die Regelung, dass ein Energielieferant mit der Geltendmachung der anfallenden Kosten keinen Gewinn erzielen darf.

Zu § 41g

Die Vorschrift ergänzt den für alle Energielieferverträge geltenden § 41f für den Bereich der Grundversorgungsverträge und verfolgt systematisch insoweit einen modularen Ansatz. Die Regelungen setzen auf die Bestimmungen des § 41f auf und ergänzen diese im Interesse einer weiteren Stärkung des Verbraucherschutzes im Bereich der Grundversorgung mit Strom und Gas.

Absatz 1

Absatz 1 entspricht in angepasster Form Regelungen der bisherigen §§ 19 Absatz 5 StromGVV und GasGVV.

Absatz 2

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Auch Absatz 2 übernimmt in angepasster Form Regelungen der bisherigen §§ 19 Absatz 5 StromGVV und GasGVV.

Absatz 3

Absatz 3 regelt die Kontaktaufnahme des Grundversorgers mit dem örtlich zuständigen Sozialhilfeträger für den Fall, dass eine Einwilligung des Betroffenen vorliegt. Bei dem örtlich zuständigen Sozialträger handelt es sich um das für den betroffenen Haushaltskunden örtlich zuständige Sozialamt.

Absatz 3 Satz 1 berechtigt den Grundversorger zu einer entsprechende Kontaktaufnahme, sofern eine Einwilligung des betroffenen Haushaltskunden vorliegt. Ziel einer Information des Grundversorgers an den Sozialhilfeträger ist die Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung der Rechnung. Der Sozialhilfeträger wird gegebenenfalls in die Lage versetzt zu prüfen, ob ein finanzielles Einschreiten seinerseits geboten ist, um die Versorgungsunterbrechung zu vermeiden.

Mit der Androhung einer Versorgungsunterbrechung nach Absatz 3 Satz 2 soll der Grundversorger dem Haushaltskunden einen Vordruck für eine Einwilligungserklärung zukommen lassen. Damit wird dem betroffenen Haushaltskunden die Möglichkeit gegeben, in die Kontaktaufnahme durch den Grundversorger mit der Sozialbehörde einzuwilligen.

Die Einwilligung des betroffenen Haushaltskunden wird zu dem Zeitpunkt der Androhung der Versorgungsunterbrechung im Hinblick auf sein Grundrecht auf informationelle Selbstbestimmung als Voraussetzung für eine Information des örtlich zuständigen Sozialhilfeträgers durch den Grundversorger geregelt. Die Androhung der Versorgungsunterbrechung ist erst der einleitende Schritt zur Durchführung einer Versorgungsunterbrechung wegen Nichtzahlung. Nach den Ergebnissen des Monitoring von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt kann in der Mehrzahl der Fälle, in denen eine solche Androhung erfolgt, diese im Weiteren noch durch ein Zahlung des Haushaltskunden vermieden werden. Dabei ist es dem Kunden von dem Grundversorger so einfach wie möglich zu machen, von dieser Möglichkeit einer Einwilligung Gebrauch zu machen. Daher hat der Grundversorger dem Haushaltskunden im Moment der Androhung der Versorgungsunterbrechung einen entsprechenden Vordruck zu übersenden. Dies hat gemeinsam mit der Androhung und den Informationen zu erfolgen, die in diesem Zeitpunkt an den Kunden zu übermitteln sind. Zu solchen Informationen zählen unter anderem die Hinweise auf mögliche Hilfsangebote und -stellen, an die der betroffene Haushaltskunde sich selbständig wenden kann. Dem Haushaltskunden werden dadurch auch Alternativen zu einer freiwilligen Übermittlung von Daten an die örtlich zuständige Sozialbehörde dargelegt.

Die Anforderungen an die Einwilligungserklärung richten sich nach Artikel 4 Nummer 11 und Artikel 7 DSGVO. Diese hat der Grundversorger zu beachten. Insbesondere muss die Einwilligungserklärung in einfacher und leicht verständlicher Sprache gefasst werden. Der Grundversorger hat dem Haushaltskunden die Kontaktadresse anzugeben, an die der Haushaltskunde die Einwilligungserklärung übermitteln kann, und ausdrücklich und hervorgehoben auf die Freiwilligkeit der Einwilligung hinzuweisen. Die Einwilligungserklärung muss insbesondere folgende Informationen enthalten:

- Bezeichnung der Daten oder Datenkategorien, die der Grundversorger an den örtlichen Sozialhilfeträger übermittelt und die er im Zusammenhang mit der Einwilligungserklärung sowie zum Zweck der Kontaktaufnahme mit dem örtlichen Sozialhilfeträger verarbeitet (diese ergeben sich aus Absatz 6),
- die Zwecke der Information des örtlich zuständigen Sozialhilfeträgers,
- die Erlaubnis für den Grundversorger, sich an den örtlich zuständigen Sozialhilfeträger zu wenden, und den Hinweis auf die Freiwilligkeit der Einwilligung.

Mit der Einwilligungserklärung kann der Haushaltskunde einwilligen, dass der Grundversorger den örtlich zuständigen Sozialhilfeträger darüber informiert, dass dem betroffenen Haushaltskunden eine Versorgungsunterbrechung droht. Dabei handelt es sich um eine Anzeige einer eventuellen Notlage eines Haushaltskunden gegenüber dem örtlich zuständigen Sozialhilfeträger. Die freiwillige Einwilligung des Haushaltskunden soll vor allem auch die Möglichkeit ausschöpfen, dass der örtlich zuständige Sozialhilfeträger zeitnah in Kenntnis einer eventuellen Notlage gesetzt werden kann, um noch rechtzeitig auf die drohende Versorgungsunterbrechung reagieren zu können. Eine förmliche Antragstellung ist hier nicht notwendig (§ 18 Absatz 1 SGB XII). Denn die Sozialhilfe setzt mit dem Tag ein, an welchem dem zuständigen Sozialhilfeträger oder der von ihm beauftragten Stellen bekannt

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

wird, dass die Voraussetzungen für eine mögliche Hilfegewährung vorliegen. Im weiteren Prüfverfahren des Sozialhilfeträgers wird diesen Haushaltskunden zeitnah ein Beratungsgespräch zur Lösung der Situation angeboten. Stellt der Sozialhilfeträger fest, dass der angezeigte Haushaltskunde im Leistungsbezug anderer Hilfen ist (z. B. Bürgergeld), ist die Anzeige umgehend an den zuständigen Leistungsträger weiterzugeben (§ 16 Absatz 2 SGB I). Auch der dann zuständige Leistungsträger wird dann umgehend ein Beratungsangebot dem Haushaltskunden anbieten. Im Rahmen dieser angebotenen Beratungsgespräche mit den Haushaltskunden wird geprüft, ob und wie die Notlage überwunden werden kann. Sofern der Haushaltskunde das Beratungsangebot jedoch nicht wahrnimmt, kann keine weitere Hilfestellung durch die Leistungsträger angeboten werden.

Absatz 4

Absatz 4 Satz 1 verpflichtet den Grundversorger, im Falle einer Übermittlung der unterschriebenen Einwilligungserklärung nach Absatz 3 durch den Haushaltskunden an den Grundversorger kurzfristig Kontakt mit dem örtlich zuständigen Sozialhilfeträger aufzunehmen. Sofern ein Haushaltskunde seine Einwilligung übermittelt hat, wird er im Regelfall davon ausgehen, dass der Grundversorger diese Einwilligung auch zu einer Information des örtlich zuständigen Sozialhilfeträgers nutzen wird. Um insoweit Missverständnisse zu vermeiden, wird der Grundversorger im Falle des Erhalts einer Einwilligung verpflichtet, die örtlich zuständige Sozialbehörde zu informieren. Dessen ungeachtet bleibt es primär die Pflicht des Kunden seine Rechnungen zu begleichen.

Absatz 4 Satz 2 berechtigt den Grundversorger zur Übermittlung der entsprechenden Daten zwecks Information des örtlich zuständigen Sozialhilfeträgers.

Absatz 4 Satz 3 regelt im Interesse des Haushaltskunden, dass die Durchführung der Versorgungsunterbrechung nach § 41f Absatz 5 im Fall des Absatzes 4 Satz 1 frühestens acht Werktage nach Versenden der Information durch den Grundversorger an den örtlich zuständigen Sozialhilfeträger erfolgen darf.

Absatz 5

In den Fällen des Absatzes 5 ist der Grundversorger berechtigt, zum Zweck der Vermeidung einer Versorgungsunterbrechung auch ohne Einwilligung des Haushaltskunden die entsprechenden Daten an den örtlich zuständigen Sozialhilfeträger zu übermitteln.

Der Grundversorger soll nach Absatz 5 Satz 1 zu einer Information des örtlich zuständigen Sozialhilfeträgers auch ohne Einwilligung berechtigt sein, wenn er dem Haushaltskunden nach § 41f Absatz 5 eine Versorgungsunterbrechung acht Werktage im Voraus durch briefliche Mitteilung angekündigt hat. Die Mitteilung nach § 41f Absatz 5 ist der letzte Schritt vor Durchführung einer Versorgungsunterbrechung. Der Haushaltskunde konnte diese im Vorfeld sowohl durch eine Begleichung offener Zahlungsrückstände als auch durch den Abschluss einer Abwendungsvereinbarung vermeiden. Eine Frist von acht Werktagen erscheint in diesem Zusammenhang ausreichend und angemessen. Zwar könnte der Haushaltskunde auch innerhalb von acht Werktagen noch reagieren, allerdings ist dieser Zeitraum gerade noch ausreichend und mindestens erforderlich, um einen örtlich zuständigen Sozialhilfeträger gegebenenfalls in die Lage zu versetzen, eine Versorgungsunterbrechung durch entsprechende Leistungen zu vermeiden.

Absatz 6

Absatz 6 konkretisiert, welche Daten in den Fällen der Absätze 4 und 5 der Grundversorger an den örtlich zuständigen Sozialhilfeträger zu dem Zweck übermitteln darf, diesen zu informieren. Es dürfen nur die erforderlichen Daten übermittelt werden.

Zu Nummer 57 (§ 42c – neu)

Mit dem neuen § 42c wird Artikel 15a der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie in nationales Recht umgesetzt. Die Umsetzung der Vorgaben zur gemeinsamen Nutzung aus erneuerbaren Anlagen erzeugten elektrischen Energie soll Letztverbrauchern mit Ausnahme größerer Unternehmen ermöglichen, auch unter Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung, Strom aus Erneuerbaren Energien gemeinsam zu nutzen. Die Vorschrift gibt einen Rahmen vor und verpflichtet die Akteure, die technischen Voraussetzungen zur Verfügung zu stellen. Die Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung steigert die Komplexität gegenüber der mit § 42b geregelten gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung erheblich. Einige der bereits dort notwendigen Prozesse können auch im Rahmen der gemeinsamen Energienutzung nach 42c genutzt werden, allerdings sind weitere Prozesse notwendig, um die Erfüllung der im Rahmen des Netzzugangs notwendigen Pflichten und ordnungsgemäße Abrechnungen

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

zu gewährleisten; beispielsweise die Verpflichtung zur Bilanzierung eingespeister und entnommener Energiemengen, die sich aus § 20 Absatz 1a ergibt oder die Zahlung von Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelten für verbrauchte Strommengen. Die Regelung versucht, die gemeinsame Nutzung einerseits so „einfach“ wie möglich zu gestalten, andererseits aber auch Interessen der anderen Akteure, insbesondere der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber und der Lieferanten zu berücksichtigen. Es ist nicht davon auszugehen, dass die gemeinsame Nutzung von Strom aus EE-Anlagen kurz- oder mittelfristig zu einem Massengeschäft wird. Es ist deshalb erforderlich, dass durch diese Regelung ein niederschwelliger Zugang zu entsprechenden Modellen gewährleistet wird, der allerdings noch durch die Festlegungen der Bundesnetzagentur, insbesondere im Bereich der Marktkommunikation, auszugestalten wäre. Die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber müssen zusätzliche Aufgaben übernehmen, um Letztverbrauchern, die grundsätzlich gerade nicht als Lieferanten tätig sind, die Teilnahme an energiewirtschaftlichen Prozessen zu ermöglichen.

In Absatz 1 werden die Bedingungen genannt, die erfüllt sein müssen, um das Modell der gemeinsamen Nutzung von Elektrizität aus Erneuerbare-Energien-Anlagen nutzen zu können. Die Einschränkung der Nutzungsmöglichkeit ist zum einen aufgrund des erheblichen zusätzlichen Aufwands für die Abwicklung dieses Modells gerechtfertigt, zum anderen sind auch die Auswirkungen auf den Markt für professionelle Lieferanten zu berücksichtigen. Nach Satz 1 muss es sich um den Betreiber einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien handeln oder einer Energiespeicheranlage, in der ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zwischengespeichert wurde. Die in § 19 Absatz 3b verankerte Einschränkung des Ausschließlichkeitsprinzips soll nach Satz 2 auch in diesem Rahmen Anwendung finden. Satz 1 Nummer 1 bezeichnet den Kreis der möglichen Anlagenbetreiber. Damit ist klargestellt, dass auch BGB-Gesellschaften oder Genossenschaften Betreiber von Anlagen zur gemeinsamen Nutzung von Strom sein können. Durch Nummer 2 wird klargestellt, dass es bei einer gemeinsamen Nutzung zwischen dem Betreiber der betreffenden Anlage und dem den Strom abnehmenden Letztverbraucher eine Stromlieferung stattfindet. Nummer 2 stellt weiterhin klar, dass – in Abgrenzung zu § 41a und b – regelmäßig eine Nutzung des Netzes der öffentlichen Versorgung stattfindet. Nach Nummer 3 wird ein Vertrag zwischen dem Betreiber der Anlage und den anderen Letztverbrauchern verlangt, in dem sich die Parteien über einige, für die weiteren energiewirtschaftlichen Prozesse wichtigen Details, einig sein müssen, die in Absatz 3 noch genauer bezeichnet werden. Nummer 4 regelt, dass die Möglichkeit der gemeinsamen Nutzung von Elektrizität nach dieser Vorschrift nur innerhalb eines in Absatz 4 genauer bestimmten lokalen Gebietes gewährleistet werden muss. Damit die gemeinsam genutzten Mengen energiewirtschaftlich erfasst werden können, ist zudem nach den Nummern 6 und 7 eine viertelstündliche Messung notwendig. Damit ist praktisch auch für dieses Modell der Einbau eines intelligenten Messsystems im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes Voraussetzung.

Der Betrieb einer Anlage zur gemeinsamen Nutzung von Elektrizität mit anderen Letztverbrauchern ist ausdrücklich Betreibern vorbehalten, die dies nicht gewerblich ausüben. Dies entspricht auch den Vorgaben der novellierten Strommarktrichtlinie nach Artikel 15a Absatz 2 Satz 2. Professionelle Stromversorger sind von dem Modell auszuschließen, da die Privilegierung des § 42c hier nicht gerechtfertigt ist. Möglich soll aber sein, dass sich mehrere Letztverbraucher, die diese Tätigkeit nicht gewerblich ausüben, zum Zweck der gemeinsamen Nutzung von Elektrizität in einer Gesellschaft zusammenschließen. Deshalb ist in Absatz 2 klargestellt, dass für den Fall, dass die Anlage durch eine juristische Person betrieben wird, für das Kriterium auf die an der Gesellschaft beteiligten Letztverbraucher abzustellen ist. Nach der Richtlinie ist es den Mitgliedstaaten überlassen, neben Haushalten, kleinen und mittleren Unternehmen und öffentlichen Einrichtungen weitere Kategorien von Endkunden zu nennen, denen die Nutzung ermöglicht werden soll. Mit der Nutzung des weiten Letztverbraucherbegriffs nach § 3 Nummer 64 ist dies gewährleistet. Durch die Einschränkung des Absatzes 2 werden lediglich größere Unternehmen ausgeschlossen, die nicht von den besonderen Regelungen profitieren können sollen, da von diesen erwartet werden kann, dass sie die energiewirtschaftlichen Anforderungen erfüllen können.

Zwischen dem Betreiber und den Letztverbrauchern ist eine Vereinbarung über die gemeinsame Nutzung von Strom erforderlich, die die Grundlage der Stromlieferung darstellt. Mit Absatz 3 werden Mindestvoraussetzungen genannt, die in einem Vertrag zur gemeinsamen Nutzung von selbst erzeugtem Strom vereinbart werden sollten. Da der zwischen den Parteien der gemeinschaftlichen Nutzung zu vereinbarende Aufteilungsschlüssel für den reibungslosen Ablauf der energiewirtschaftlich notwendigen Verfahrensschritte essentiell ist, wird dessen Vereinbarung gesetzlichen vorgegeben. Weiterhin wird durch Nummer 2 indirekt klargestellt, dass eine Energielieferung im Rahmen einer gemeinschaftlichen Nutzung auch unentgeltlich möglich sein soll, unbeschadet der Verpflichtung zur Entrichtung anfallender Steuern, Umlagen, Abgaben und Netzentgelte. Um eine zügige

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Verbreitung von Modellen zur gemeinsamen Nutzung zu fördern, wäre es wünschenswert, wenn die betroffenen Verbände Musterverträge erarbeiten und Interessierten zur Verfügung stellen könnten.

Es liegt im Ermessen der Mitgliedstaaten, eine regionale Eingrenzung für die Nutzung des Modells vorzunehmen, sofern die Grenzen einer Gebotszone nicht überschritten wird. Mit den Vorgaben nach Absatz 4 Satz 1 wird dies zweistufig umgesetzt. Die Komplexität des Verfahrens nimmt noch einmal erheblich zu, sofern sich die betreffenden Verbrauchsstellen nicht innerhalb desselben Bilanzierungsgebiets befinden. Um dennoch möglichst schnell die Möglichkeit für die gemeinsame Nutzung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen zu eröffnen, soll das Modell in einer ersten Stufe bis zum 1. Juli 2026 nur innerhalb eines Elektrizitätsverteilernetzes genutzt werden können. In einer zweiten Stufe sollen dann bis zum 1. Juli 2028 auch Vereinbarungen möglich sein, die Verbrauchsstellen betreffen, die sich in benachbarten, direkt angrenzenden Bilanzierungsgebieten befinden.

Absatz 5 setzt Artikel 15a Absatz 3 der novellierten Strommarktrichtlinie um, und ermöglicht, dass sich Betreiber einer Anlage nach Absatz 1, die gerade keine professionellen Stomlieferanten sind, im Zusammenhang mit der Umsetzung und energiewirtschaftlichen Abwicklung ihrer Vereinbarung zur gemeinsamen Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien professioneller Dienstleister bedienen dürfen; dies ist mit Satz 2 klargestellt. Da die Ermöglichung der gemeinsamen Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien und damit die Teilnahme nicht professioneller Letztverbraucher am Strommarkt zum Teil besondere Verfahren notwendig macht und davon insbesondere professionelle Lieferanten und Verteilernetzbetreiber betroffen sind, sollte für die gemeinsame Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien von „anderen Stromlieferungen“ klar abzugrenzen sein. Die Bereiche, in denen sich der Letztverbraucher eines Dienstleisters bedienen darf, sind deshalb ausdrücklich genannt.

Mit Absatz 6 wird klargestellt, dass durch den gemeinsam genutzten Strom aus Erneuerbaren Energien keine Vollversorgung vorliegen muss, sondern davon auszugehen ist, dass, wie im Falle der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung, ein Versorger die Reststromlieferung übernimmt.

Mit Absatz 7 wird Artikel 15a Absatz 4 Buchstabe c in Verbindung mit Satz 2 Buchstabe a und b der novellierten Strommarktrichtlinie umgesetzt, so dass im Rahmen gemeinschaftlich genutzter Anlagen bis zu den Schwellenwerten, verbraucherschützende Lieferantenpflichten keine Anwendung finden. Soweit sich der Betreiber allerdings eines professionellen Dienstleisters bedient, sind die üblichen Pflichten zu erfüllen.

Zu Nummer 58 (§ 43b)

Zu Buchstabe a

Die Vorschrift wird neu strukturiert, indem der bisherige Absatz 1 in eine Absatzstruktur überführt wird. Der neue Absatz 4 dient der Beschleunigung in Planfeststellungs- und Plangenehmigungsverfahren, indem eine Aktualisierung der Sachverständigengutachten, Bestandserfassungen und Auswirkungsprognosen, die zur Prüfung der Vereinbarkeit der Errichtung oder des Betriebs eines Vorhabens mit den umweltrechtlichen Vorgaben erstellt wurden, sowie bei Daten über ökologische Verhältnisse am Standort oder in seiner Umgebung nur unter bestimmten Umständen erforderlich ist. Neben der Verfahrensbeschleunigung soll auch eine erhöhte Planungs- und Rechtssicherheit für die Vorhabenträger und Planbetroffenen erreicht werden.

Satz 1 enthält daher die gesetzliche Vermutung, dass Sachverständigengutachten, Bestandserfassungen und Auswirkungsprognosen, die zur Prüfung der Vereinbarkeit der Errichtung oder des Betriebs eines Vorhabens mit den umweltrechtlichen Vorgaben erstellt wurden, sowie Daten über ökologische Verhältnisse am Standort oder in seiner Umgebung aktuell sind. Mit dieser Stichtagsregelung soll vermieden werden, dass spät im Genehmigungsverfahren neue Datenerhebungen erfolgen, die für die Sachentscheidung nicht erforderlich sind, aber zu relevanten Verzögerungen führen können. Die Ziffern 1 und 2 regeln Fälle, in denen die Vermutung ausnahmsweise nicht gilt. Sachverständigengutachten, Bestandserfassungen und Auswirkungsprognosen, sowie Daten über ökologische Verhältnisse am Standort oder in seiner Umgebung unterfallen nicht der Vermutungsregel, wenn die verwendeten Daten im Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung älter als fünf Jahre sind (Ziffer 1)). Bei Hinweisen auf eine Veränderung des Sachverhalts (Ziffer 2) gilt die Vermutungsregel nicht, wenn diese Sachverhaltsänderungen zu einer abweichenden Entscheidung der zuständigen Behörde führen können. Eigene Erkenntnis der Behörde gemäß Ziffer 2 bedeutet nicht, dass die zuständige Behörde eigene Untersuchungen anstellen muss. Sie bezieht vielmehr die ihr aus anderen Quellen bekannten Daten, beispielsweise aus anderen Verfahren, in die Prüfung ein und vergleicht, ob die vorliegenden Daten noch den tatsächlichen Umständen entsprechen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Satz 2 dient der Klarstellung, dass die den Unterlagen nach Satz 1 zugrundeliegenden Daten der Planfeststellung und Plangenehmigung, einschließlich der Daten über ökologischen Verhältnisse am Standort trotz ihres Alters zugrunde gelegt werden können, soweit sie nach Ansicht der Behörde noch aussagekräftig sind. Wie lange diese Daten aussagekräftig sind unterscheidet sich je nach Art der Daten. Von der bestehenden Aussagekraft der Daten mit einem Alter von mehr als fünf Jahren ist auszugehen, wenn für diese Art der Daten keine Veränderung zu erwarten ist.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Neustrukturierung des § 43b.

Zu Nummer 59

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur rechtsförmlichen Neustrukturierung des § 43b.

Zu Nummer 60 (§ 49)

Die Änderung erfolgt zur Behebung eines gesetzgeberischen Redaktionsversehens in Form eines grammatikalischen Fehlers.

Zu Nummer 61 (§ 49a)

Der Gesetzgeber hatte sich bei der Schaffung der § 49a und § 49b im Jahr 2022 dazu entschieden, die Kostentragung bei Schutz- und Sicherungsmaßnahmen im Falle der elektromagnetischen Beeinflussung nach § 49a, insbesondere die Kosten im Zusammenhang mit der dauerhaften Höherauslastung des Stromübertragungsnetzes, nicht bis ins letzte Detail zu regeln. Geregelt wurden in dem bisherigen § 49a Absatz 3 Satz 2 einige zentrale Fragen wie insbesondere die Kostentragungspflicht der Übertragungsnetzbetreiber und die Art der Zahlung (Einmalzahlung). Andere Aspekte wie der konkrete Zeitraum, für den Zahlungen berechnet werden können, wurden der Gestaltung durch vertragliche Regelungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und betroffenen Betreibern technischer Infrastrukturen im Sinne des § 3 Nummer 9a überlassen, um dadurch der technischen und wirtschaftlichen Expertise der genannten Wirtschaftsakteure Rechnung zu tragen. Damit sollten gemeinsam flexible Lösungen entwickelt werden, die der jeweiligen Betroffenheit bestmöglich entsprechen.

Seit Inkrafttreten der §§ 49a und 49b als Teil des Gesetzes zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften sind inzwischen mehr als anderthalb Jahre vergangen. Bisher sind vertragliche Einigungen zur Tragung der Kosten nach dem bisherigen § 49a Absatz 3 Satz 2 nicht in dem ursprünglich erhofften Umfang zustande gekommen. Die Übertragungsnetzbetreiber, als Verursacher der Beeinflussung, und die Infrastrukturbetreiber, als von der Beeinflussung Beeinträchtigte, identifizieren übereinstimmend die folgenden Themen als entscheidende Hindernisse für eine Einigung:

- der Zeitraum, für den Zahlungen zu leisten sind;
- die Behandlung von Anschaffungs- und Herstellungskosten auf der einen, und Wartungs- und Instandhaltungskosten auf der anderen Seite;
- die Frage, welche Maßnahmen in diesem Kontext als Anschaffungs- und Herstellungskosten und welche als Wartungs- und Instandhaltungskosten gelten; sowie
- die Möglichkeit von jährlich wiederkehrenden Zahlungen als Alternative zu Einmalzahlungen, bei gleichzeitig geringstmöglichem Abrechnungsaufwand.

Es steht zu befürchten, dass sich die fehlenden vertraglichen Einigungen bezüglich der Kostenerstattung mittelfristig zu einem Hindernis für die am 1. Januar 2023 begonnene flächendeckende Durchführung der temporären Höherauslastung nach § 49b EnWG oder für den parallel bereits stattfindenden Übergang zur dauerhaften Höherauslastung nach § 49a EnWG entwickeln wird. Auch Regelungen im Rahmen freiwilliger Übereinkünfte innerhalb der Energiebranche haben sich nicht als tragfähige Grundlage für einen dauerhaften Kompromiss zur Kostenfrage erwiesen. Deshalb besteht Handlungsbedarf für den Gesetzgeber.

Zu Buchstabe a

Der bisherige § 49a Absatz 3 wird durch fünf neue Absätze 3 bis 7 ersetzt und umfassend neu gefasst:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Der neue § 49a Absatz **3** beinhaltet nun nur noch den ehemaligen Absatz § 49a Absatz 3 Satz 1. Zudem wurden sprachliche Klarstellungen vorgenommen.

Durch die Ersetzung des Wortes „Kosten“ durch das Wort „Mehrkosten“ in § 49a Absatz 4 Satz 1 (bisher § 49a Absatz 3 Satz 2) wird sprachlich noch einmal klargestellt, dass nur solche Kosten unter die Regelung fallen, die tatsächlich auch ursächlich auf der elektromagnetischen Beeinflussung nach § 49a Absatz 1 beruhen, nicht aber solche, die den betroffenen Betreibern technischer Infrastrukturen ohnehin im Rahmen ihrer regulären Tätigkeit angefallen wären (vgl. bereits BT-Drs. 20/3497, S. 41). Damit soll verdeutlicht werden, dass ein Überwälzen von Kosten, die im Rahmen der Erfüllung von originären eigenen Betreiberpflichten der Infrastrukturbetreiber entstehen, nicht auf die Übertragungsnetzbetreiber und damit mittelbar auf die Allgemeinheit abgewälzt werden können.

Ebenso wird mit der Einfügung des Wortes „nachgewiesenen“ verdeutlicht, dass ein Nachweis der angefallenen Kosten gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber erfolgen muss, der es diesem insbesondere ermöglichen muss, die von ihm zu erstattenden Kosten bestmöglich nachzuvollziehen.

Am Ende des § 49a Absatz 4 Satz 1 (bisher § 49a Absatz 3 Satz 2) wird zudem mit dem Ablauf des Jahres 2065 erstmals ein festes Enddatum festgelegt, zu dem die Kostenerstattung nach dieser Norm spätestens endet. Bisher wurde hier nur auf die zu erwartende Nutzungsdauer der jeweiligen technischen Schutzmaßnahme abgestellt. Dies war mit gewissen Unsicherheiten verbunden. Die Länge des Zeitraums, in dem nach bisher geltender Rechtslage Erstattungen erfolgen können, war und ist zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Betreibern technischer Infrastrukturen umstritten. Deshalb war es am Gesetzgeber, hier allen Beteiligten mehr Klarheit und Planungssicherheit zu vermitteln.

§ 49a Absatz 4 Satz 2 beschränkt den bisher in § 49a Absatz 3 vorgesehenen Kostenaufschlag in Höhe von 5 Prozent in seinem sachlichen Anwendungsbereich ausdrücklich auf Anschaffungs- und Herstellungskosten. Kosten für Unterhaltung und Betrieb, einschließlich Wartungs- und Instandhaltungs-kosten, fallen denklogisch nicht unter diese Regelung, wie auch die in ihr beinhaltete Bezugnahme auf die Inbetriebnahme der Maßnahme zeigt.

Durch § 49a Absatz 4 Satz 3 wird klargestellt, dass die Festlegung des Enddatums 2065 für die Kostenerstattung in Satz 1 die Ziele von § 3 des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) nicht berührt. Das in § 3 Absatz 2 Satz 1 KSG zum Ausdruck kommende Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität der Volkswirtschaft bis zum Jahr 2045 geht der hiesigen Regelung ebenso vor wie die nach § 3 Absatz 2 Satz 2 KSG für das Jahr 2050 angestrebten negativen Treibhausemissionen. Die vorliegende Änderung beinhaltet also keine Bestandsgarantie für Infrastrukturen, die heute fossile Brennstoffe transportieren, in dieser konkreten Nutzungsform; erst recht nicht über das Jahr 2045 hinaus. Sie stellt auch keinen Anreiz für den fortgesetzten Einsatz fossiler Energieträger dar, sondern soll lediglich den auch unter den durch die Höherauslastung geschaffenen technischen Rahmenbedingungen weiterhin sicheren Betrieb der jeweiligen Leitungen gewährleisten und dadurch perspektivisch insbesondere auch ihre klimaneutrale Nach- bzw. Weiternutzung ermöglichen, zum Beispiel zum Transport von Wasserstoff.

§ 49a Absatz 5 Satz 1 führt den auch nach bisheriger Rechtslage (bisheriger Absatz 3 Satz 2) bestehenden Grundsatz der Einmalzahlung zwar fort, lässt aber erstmals auch Ausnahmen von diesem Prinzip zu, die in den neu eingefügten Sätzen 2 und 3 sowie Absatz 6 für den Bereich der Wartungs- und Instandhaltungskosten geregelt werden.

§ 49a Absatz 5 Satz 2 soll einen bestmöglichen Interessenausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den betroffenen Infrastrukturbetreibern ermöglichen. Deshalb wird in Abweichung vom Grundsatz der Einmalzahlung (neuer Absatz 5 Satz 1) unter bestimmten Voraussetzungen ein Wahl-recht des Infrastrukturbetreibers dahingehend vorgesehen, stattdessen eine jährliche Erstattung auf Nachweis zu verlangen. Diese Möglichkeit erlaubt es den Infrastrukturbetreibern insbesondere, auch unvorhergesehene Kosten abzubilden, die erst im laufenden Betrieb aufkommen oder beziffert werden können.

Die Ausnahme vom Grundsatz der Einmalzahlung greift jedoch im Interesse einer möglichst unbürokratischen Lösung nur bei Infrastrukturbetreibern, deren jeweilige Infrastruktur (Gas-, Wasser- oder Kommunikationsleitungen, Eisenbahnschienen) auf einer Gesamtlänge von mindestens 35 Kilometern durch die elektromagnetische Beeinflussung betroffen ist. Dadurch soll der administrative Aufwand für die Übertragungsnetzbetreiber vertretbar gehalten werden. Diese müssten ohne einen solchen Schwellenwert potentiell im Verhältnis zu einer erheblichen Anzahl an Betroffenen jährlich abrechnen, die sich für einzelne Übertragungsnetzbetreiber bereits im

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

niedrigen fünfstelligen Bereich bewegen dürfte. Dabei ginge es vielfach nur um geringfügige Beträge. Infrastrukturbetreibern mit einer nur geringfügigen Beeinflussungslänge ist es auch eher zuzumuten, dass sie den Weg über eine Einmalzahlung gehen. Für die Berechnung des Schwellenwerts ist es unerheblich, ob die beeinflusste Gesamtlänge aus einem zusammenhängenden oder aus mehreren einzelnen Leitungs- oder sonstigen Infrastrukturabschnitten besteht. Es ist auch unerheblich, ob die Beeinflussung durch einen oder mehrere Übertragungsnetzbetreiber verursacht wird. Dies erscheint sachgerecht, da es sonst zu eher zufälligen Ungleichbehandlungen von Infrastrukturbetreibern käme, deren Infrastruktur aber der gleichen Belastung ausgesetzt ist.

Ein Leitungs- oder sonstiger Infrastrukturabschnitt wird im Sinne dieser Bestimmung als betroffen angesehen, wenn sich die Rohrleitung dem Trassenverlauf zwischen den beiden das Spannfeld begrenzenden Masten auf weniger als 400 Meter annähert.

Unter den Begriff der notwendigen Kosten für Unterhaltung und Betrieb (in Abgrenzung zu den Anschaffungs- und Herstellungskosten im Sinne des § 255 HGB) im Sinne dieses Absatzes fallen auch die Kosten für den vollständige Austausch einer als technische Schutzmaßnahme im Sinne dieses § 49a der errichteten Einrichtung, die aufgrund von Abnutzung, Beschädigung, Zerstörung oder dergleichen nicht mehr eingesetzt werden kann.

Die Regelung bewahrt die Übertragungsnetzbetreiber vor sogenannten Ewigkeitskosten. Die Ersterrichtung der technischen Schutzmaßnahmen wird als eigenständiger Vermögensgegenstand im Sachanlagevermögen des jeweils betroffenen Infrastrukturnetzbetreibers bilanziert. Bei einem Austausch wird die Maßnahme in der Regel als Reparaturaufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung zu erfassen sein. Erfolgt hingegen ein Ersatz durch ein Bauteil mit erweiterter Funktionalität, wird ein neuer Vermögensgegenstand im Sachanlagevermögen bilanziert. Der Reparaturaufwand ist über die Wartung und Instandhaltung erfasst, die erneute Neuerrichtung fällt nicht unter die Regelung des § 49a.

§ 49a Absatz 5 Satz 3 sieht als weitere Möglichkeit auch pauschale jährliche Abrechnungen vor, die der betroffene Infrastrukturbetreiber und der Übertragungsnetzbetreiber vereinbaren können. Der Infrastrukturbetreiber kann also zwischen insgesamt vier Optionen wählen: Einmalzahlung auf Nachweis (wie gehabt), Einmalzahlung pauschal, jährliche Abrechnung auf Nachweis nach Satz 2 oder pauschale jährliche Abrechnung nach diesem Satz 3 in Vereinbarung mit dem Übertragungsnetzbetreiber.

Durch § 49a Absatz 6 wird der mittelfristige Übergang in das Kostenabrechnungs- und Kostenanerkennungsregime geregelt, das für die der Regulierung durch die Bundesnetzagentur oder die Landesregulierungsbehörden unterliegenden Infrastrukturen (Gas, Wasser, Telekommunikation und Eisenbahn) gilt. Diese Regelung stellt eine Ausnahme vom rechtlich anerkannten und in § 49a Absatz 4 Satz 1 kodifizierten Verursacherprinzip mit einem klar begrenzten Anwendungsbereich dar. Diese erscheint im Interesse der möglichst unbürokratischen Umsetzung der dauerhaften Höherauslastung des Übertragungsnetzes sowie angesichts des erheblichen Potenzials der Höherauslastung im Bereich der Einsparung von CO2-Emissionen und volkswirtschaftlichen Kosten geboten. Den Übertragungsnetzbetreiber fehlt es an Einblicken in die internen Abläufe und Kostenstrukturen der betroffenen Infrastrukturbetreiber, die erforderlich wäre, das Zustandekommen der ihnen in Rechnung gestellten Kosten im Einzelnen nachvollziehen zu können. Zudem werden komplexe Abgrenzungsschwierigkeiten ebenfalls vermieden.

Für nicht der Regulierung durch die Bundesnetzagentur oder die Landesregulierungsbehörden unterliegende, privatwirtschaftliche Infrastrukturen (z. B. Öl) gilt dieser Satz nicht.

Bei der Verschiebung der Sätze 4 und 5 des bisherigen Absatzes 3 in den neuen § 49a Absatz 7 Satz 1 und Satz 2 handelt sich um eine Folgeanpassung der Einfügung der neuen Absätze 3 bis 6. Es bleibt insbesondere wie nach dem bisherigen § 49a Absatz 3 Satz 4 (jetzt Absatz 7 Satz 1) dabei, dass weitergehende Ansprüche gegen die Übertragungsnetzbetreiber als die in den Absätzen 4 bis 6 geregelten ausgeschlossen sind.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeanpassung der Ersetzung des bisherigen § 49a Absatz 3 durch die fünf neuen Absätze 3 bis 7. Der bisherige Absatz 4 wird zu Absatz 8. Zudem er-folgen sprachliche Klarstellungen, die aber nicht zu einer inhaltlichen Änderung führen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeanpassung der Ersetzung des bisherigen § 49a Absatz 3 durch die fünf neuen Absätze 3 bis 7. Der bisherige Absatz 5 wird zu Absatz 9. Zudem er-folgen sprachliche Klarstellungen, die aber nicht zu einer inhaltlichen Änderung führen.

Zu Buchstabe d

Es handelt sich um eine Folgeanpassung der Ersetzung des bisherigen § 49a Absatz 3 durch die fünf neuen Absätze 3 bis 7.

Zu Nummer 62 (§ 49c)

Es handelt sich um eine Folgeanpassung des durch § 121 Satz 2 bewirkten Außerkrafttretens des in § 49c Absatz 1 Satz 2 bisher in Bezug genommenen § 50a EnWG und des Auslaufens der ebenfalls bisher in § 49c Absatz 1 Satz 2 genannten Stromangebotsausweitungsverordnung (StaaV), welche beide am 31. März 2024 erfolgten. Das gesetzliche Enddatum für die temporärere Höherauslastung des Höchstspannungsnetzes ergibt sich bereits seit dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Änderung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes zu Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen und zur Anpassung weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften unmittelbar aus § 49b Absatz 1 Satz 1.

Zu Nummer 63 (§ 50)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Ergänzung.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 64 (§§ 50e bis 50j)

Es handelt sich um redaktionelle Anpassungen. Die Regelungen sind bereits außer Kraft getreten.

Zu Nummer 65 (§ 51)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 66 (§ 51a)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 67 (§ 53)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Ergänzung.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 68 (§ 54)

Zu Buchstabe a

Die Zuständigkeit für die Überwachung der Vorschriften zur Systemverantwortung der Verteilernetzbetreiber im Strombereich wird bei der Bundesnetzagentur konzentriert. Dies ist sinnvoll, da die Bundesnetzagentur durch bundeseinheitliche Festlegungen wesentliche Vorgaben machen kann und gemacht hat, so dass eine fragmentarische Zuständigkeitsverteilung verhindert wird.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Schaffung des neuen § 17a EnWG.

Zu Nummer 69 (§ 57)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 70 (§ 58a)

§ 58a ist die Grundlage für die Kooperation der BNetzA und anderen, für die Durchsetzung der Verordnung (EU) 1227/2011 (REMIT) relevanten Behörden und Stellen dar. Die Kooperation findet sowohl in Form von bloßem Datenaustausch als auch in der operativen Unterstützung von Ermittlungen statt.

In Absatz 1 wird die Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) ergänzt, da ACER im Zuge der mit der Änderungsverordnung (EU) 2024/1106 einhergehenden Anpassungen der REMIT-Verordnung zusätzliche bzw. eigene Ermittlungsbefugnisse erhält. Die Kehrseite dieser Ermittlungsbefugnisse von ACER sind Kooperations- und Zusammenarbeitspflichten der BNetzA als nationaler Regulierungsbehörde. Absatz 1 wird mit der vorliegenden Regelung um diese Kooperationspflicht ergänzt.

Zu Nummer 71 (§ 59)

Entscheidungen nach § 13l Absatz 3 über Umrüstungsverlangen nach § 13l Absatz 1 oder Absatz 2, die von einem Übertragungsnetzbetreiber gegenüber dem Betreiber einer Erzeugungsanlage gestellt werden, werden durch die Aufnahme in den Katalog des § 59 Absatz 1 Satz 2 den Fachabteilungen innerhalb der Bundesnetzagentur zugewiesen.

Zu Nummer 72 (§ 61)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 73 (§ 63)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021 sowie um die Berichtigung eines Verweisfehlers.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe c

Die im Evaluierungsbericht gem. §63 Abs. 2a EnWG dargestellten Informationen werden durch die Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber vollständig abgedeckt. So stellt die Bundesnetzagentur z.B. in den Quartalsberichten zum Netzengpassmanagement alle Redispatch-Maßnahmen inkl. der Einsätze und Kosten der Netzreserve quantitativ dar. Weiterhin stellen die Übertragungsnetzbetreiber der Öffentlichkeit alle relevanten Informationen zur Kapazitätsreserve auf den Seiten von netztransparenz.de zur Verfügung. Insoweit fasst der Bericht zur Netz- und Kapazitätsreserve nach §63 Abs. 2 EnWG nur Informationen zusammen, die bereits öffentlich verfügbar sind. Es handelt sich um eine Maßnahme, die dem Bürokratieabbau dient.

Zu Buchstabe d

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Regelung dient der Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie, die entsprechende Verpflichtungen für die nationale Regulierungsbehörde vorsieht.

Zu Nummer 74 (§ 69)

Es handelt sich um eine notwendige Ergänzung aufgrund ausdrücklich ausgewiesener Zuständigkeiten nach der Änderungsverordnung (EU) 2024/1106 zur Verordnung (EU) 1227/2011, sowie daneben um die Korrektur eines redaktionellen Versehens. Die Ermittlungsbefugnisse der BNetzA im Fall potenzieller REMIT-Verstöße ergeben sich aus § 69 Absatz 11. Aktuell gilt dieser allerdings nur für Fälle von Verstößen gegen das Insiderhandelsverbot, sowie dem Verbot der Marktmanipulation (Artikel 3 und 5 der REMIT-Verordnung), nicht jedoch für Verstöße gegen die Pflicht zur Veröffentlichung von Insider-Informationen nach Artikel 4 der REMIT-Verordnung, obwohl die dahingehende Überwachung bereits in der letzten Fassung der REMIT den Regulierern zugewiesen war. Der Artikel 13 Absatz 1 der Änderungsverordnung zur REMIT-Verordnung erweitert den Aufgabenbereich zusätzlich um die Artikel 7c, 8, 9 und 15 der REMIT-Verordnung, so dass eine entsprechende Anpassung erforderlich ist.

Zu Nummer 75 (§ 75)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 76 (§ 91)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Ergänzung.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine Folgeänderung, die die Gebührenerhebung in den Fällen des § 4e (Zertifizierung von Gasspeicheranlagenbetreibern) ermöglicht. Der entsprechende materielle Tatbestand wurde in einem vorhergehenden Gesetzgebungsverfahren eingefügt. Die Einführung des Gebührentatbestands ermöglicht die Erhebung von Gebühren in bereits laufenden Verfahren.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine Folgeänderung zu einem vorhergehenden Gesetzgebungsverfahren und beseitigt die dort versäumte Einführung eines Gebührentatbestands. Die Einführung des Gebührentatbestands ermöglicht die Erhebung von Gebühren in bereits laufenden Verfahren.

Zu Doppelbuchstabe cc

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Einfügung der neuen Nummer 10.

Zu Doppelbuchstabe dd

§ 67 Absatz 5 EnWG wurde mit dem Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften in das EnWG aufgenommen. § 67 Absatz 5 EnWG wurde dem § 56 Absatz 5 GWB nachempfunden. Insoweit bedarf es auch wie im GWB (§ 62 Absatz 1 Nummer 5 GWB) mit § 91 Absatz 1 Satz 1 Nummer 10 EnWG einer entsprechenden Gebührenvorschrift. Dies gilt auch vor dem Hintergrund, dass der § 67 Absatz 5 EnWG lex spezialis zu dem Informationsanspruch nach dem IFG ist. Der Informationsanspruch also nicht mehr nach dem IFG mit seinen entsprechenden Gebührentatbestand zu beurteilen ist.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe d

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 77 (§ 95)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Erweiterung der Bußgeldbewehrung auf leichtfertige Verstöße.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine notwendige Folgeänderung zur Änderung des Absatzes 1b.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Vorschrift erweitert den Anwendungsbereich des bisherigen § 95 Abs. 1b, der im Falle der handelsgestützten Marktmanipulation ohne nachgewiesene Einwirkung auf die Preise von Energiegroßhandelsprodukten Sanktionen ausschließlich bei vorsätzlichem Handeln vorgesehen ist. Der Text der REMIT-Verordnung selbst macht keine Vorgaben an den Grad des Verschuldens der erfüllt sein muss. Allerdings umfasst das Verbot nach Artikel 5 nach einhelliger europäischer Auslegung auch „fehlerhafte Gebote“ („erroneous orders“) als eine der Tatbestandsvarianten eines Verstoßes gegen Artikel 5 der REMIT – Verordnung. Diese Fälle basieren gerade nicht auf einem vorsätzlichen Verhalten der Marktteilnehmer, können aber dennoch negative Auswirkungen auf das Handelsgeschehen und die Preisentwicklung auf den Märkten entfalten. Es ist im Interesse einer einheitlichen europäischen Auslegung, dass nicht nur vorsätzliches, sondern auch leichtfertiges Verhalten verfolgt und sanktioniert werden kann. Die Aufnahme des Maßstabs der „Leichtfertigkeit“ in die Norm gleicht diese an die Vorschriften der Finanzmarktregulierung an, mit denen die Finanzmärkte ebenfalls vor Manipulation geschützt werden sollen.

Zu Buchstabe c

Die Änderung ist erforderlich, da eine ordnungsgemäße und vollständige Registrierung der Marktteilnehmer für die Wahrnehmung der Überwachungsaufgabe der Regulierer essenziell ist. Die Registrierung ermöglicht die Identifizierung aller Marktteilnehmer, die Transaktionen an ACER melden müssen (vgl. Artikel 8 der REMIT-Verordnung) und ist damit die notwendige Voraussetzung für die Zuordnung der gemeldeten Transaktionen zu einem Marktteilnehmer. Unter der bisherigen Vorschrift besteht keine Handhabe für Fälle, in denen Marktteilnehmer sich nicht mit korrekten Daten registrieren oder bei personellen oder rechtlichen Veränderungen die Registrierung nicht aktualisieren.

Zu Buchstabe d

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine Folgeänderung zu Buchstabe e mit dem die neuen Absätze 2a, 2c und 2d eingefügt werden.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine Folgeänderung zu Buchstabe e mit dem die neuen Absätze 2a bis 2d eingefügt werden.

Zu Buchstabe e

Die Sanktionsvorschriften der REMIT-Verordnung werden erheblich geändert. Wegen des Umfangs der umzusetzenden Änderungen werden die Bußgeldtatbestände nach der REMIT-Verordnung zukünftig in den neuen Absätzen 2a bis 2d geregelt, der mit dieser Regelung geschaffen wird.

Anders als die bisherige Fassung des Artikel 18 der REMIT-Verordnung, welcher den Mitgliedstaaten lediglich die Pflicht zur Festlegung wirksamer, abschreckender und Verhältnismäßiger Sanktionen ohne weitere Spezifizierung auferlegt hat, sieht die durch die Änderungsverordnung (EU) 2024/1106 angepasste Fassung nunmehr bestimmte Mindesthöchstgrenzen für finanzielle Sanktionen von sowohl natürlichen, als auch juristischen Personen vor. Die notwendigen Änderungen werden in den neuen Absätzen 2a bis 2d vorgenommen.

Zu Nummer 78 (§ 95a)

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 79 (§ 111b)

Die Gasrichtlinie erfordert, dass einige Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes für Verträge mit Endkunden in ihrer Anwendbarkeit auf Wasserstoff erweitert werden. Durch die Änderungen in § 111b wird klargestellt, dass die Regelung weiterhin nur für Streitigkeiten zwischen Unternehmern und Verbrauchern über den Anschluss an das Strom- oder Gasversorgungsnetz, die Belieferung mit Strom oder Gas sowie deren Messung gilt.

Zu Nummer 80 (§ 111c)

Zu Buchstabe a

Die Anpassung in § 111c Absatz 1 Satz 1 dient der Klarstellung, dass sich die Regelung aufgrund des Zusammenhangs mit der Regelung in § 111b auf einen Betreiber eines Strom- oder Gasversorgungsnetzes bezieht.

Zu Buchstabe b

Die Änderung dient der Klarstellung des ursprünglich gewollten und bereinigt ein Versehen.

Zu Nummer 81 (§ 111e)

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Erweiterung des Marktstammdatenregisters auf die Wasserstoffwirtschaft.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Erweiterung des Marktstammdatenregisters auf die Wasserstoffwirtschaft

Zu Doppelbuchstabe cc

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Einfügung der neuen Nummer 4, die mit Doppelbuchstabe dd erfolgt.

Zu Doppelbuchstabe dd

Die Änderungen in § 111e erweitern die Aufgaben des Marktstammdatenregisters. Zukünftig sollen neben Daten zur Elektrizitäts-, Gas- und Wärmewirtschaft auch Daten zur Wasserstoffwirtschaft und Wasserstoffnetzen erhoben werden können. Auf dem Weg zur Dekarbonisierung des Energiesystems spielt der Wasserstoffhochlauf eine bedeutende Rolle, so dass die Erfassung im Marktstammdatenregister geboten ist. Durch die bereits zur Gaswirtschaft erfassten Daten sind die meisten Marktakteure, Anlagen und Netze der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft bereits im Marktstammdatenregister registriert, so dass bei einer Umstellung von Gas auf Wasserstoff lediglich ein Wechsel im Marktstammdatenregister erfasst werden müsste.

Zu Buchstabe b

Die bisherige Pflicht der Bundesnetzagentur nach § 111e Absatz 6 EnWG alle zwei Jahre über den Fortschritt des Marktstammdatenregisters zu berichten wird zugunsten des Bürokratieabbaus aufgehoben. Das Marktstammdatenregister ist seit seiner Einführung 2019 fester Bestandteil des Energiemarktes. Erweiterungen des Einsatzgebiets sind bereits teils gesetzlich verankert oder in der Planung. Die Daten sind weitgehend öffentlich und unterstützen damit die Transparenzanforderungen, die an die Regierung zur Dokumentation des Fortschritts der Energiewende gestellt werden. Die technische Weiterentwicklung des Marktstammdatenregisters ist unmittelbar in dem Webportal des Registers dokumentiert. Die Verwendung der Registerdaten, insbesondere geschützter Daten, durch andere Behörden, ist ebenfalls im Webportal veröffentlicht. Konzeptionelle Weiterentwicklungen, insbesondere zur Vereinfachung von Meldeprozessen, werden mit betroffenen Marktakteuren diskutiert. Zugehörige Diskussionsdokumente werden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bereitgestellt. Vor diesem Hintergrund bedarf es keines gesonderten Berichts gegenüber der Bundesregierung durch die Bundesnetzagentur über die Entwicklung und Wirksamkeit des Marktstammdatenregisters.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 82 (§ 111f)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Änderung des § 111e. Es dürfen nun auch Daten im Bereich des Wasserstoffs erhoben werden. Der Begriff „energiewirtschaftlich relevant“ lehnt sich an die bereits in § 111 f Nummer 2 Buchstabe b) Doppelbuchstaben aa) und dd) mit Blick auf Energieverbrauchsanlagen und Anlagen für Abwärme verwendete Begrifflichkeit an. Die nähere Konkretisierung der energiewirtschaftlichen Relevanz kann im Rahmen der in § 111f vorgesehenen Rechtsverordnung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz erfolgen. Energiewirtschaftlich relevant können insbesondere Wasserstoffverbrauchsanlagen sein, die an das Wasserstoffnetz angeschlossen werden.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Änderung des § 111e. Es dürfen nun auch Daten im Bereich des Wasserstoffs erhoben werden.

Zu Nummer 83

Die Vorschriften haben aufgrund Zeitablaufs keinen weiteren Anwendungsbereich mehr. Sie können daher gestrichen werden.

Zu Nummer 84

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 85 (§ 118)

Zu Buchstabe a

Zu Absatz 1

Die Regelung des § 36 EnWG dient der Daseinsvorsorge, war bereits im EnWG 1998 enthalten und hat sich grundsätzlich bewährt. Die verpflichtende Einführung eines Versorgers letzter Instanz mit der novellierten Strommarktrichtlinie EU (2024/1711) soll zum Anlass genommen werden, um das bestehende System zu evaluieren. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz wird dazu bis zum 1. Juli 2026 einen Bericht vorlegen.

Zu Absatz 2

Um eine Regelungslücke bis zum möglichen Erlass einer Verordnung im Sinne des § 11 Absatz 3 Satz 2 zu vermeiden, sieht die Regelung durch einen statischen Verweis auf den bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden § 25a StromNZV bzw. § 5 GasNZV die Fortgeltung der bisherigen gesetzgeberischen Entscheidung vor. § 25a StromNZV bzw.§ 5 GasNZV hat durch Verweis auf § 18 NAV/NDAV jeweils die Wertung des Gesetz- und Verordnungsgebers, nämlich die Begrenzung der Haftung des Netzbetreibers, auf das Verhältnis der Netznutzung für alle Spannungs- und Druckebenen zur Anwendung übertragen. Mit dem ersatzlosen Entfallen der GasNZV bzw. StromNZV mit Ablauf des 31. Dezember 2025 entstünde eine Regelungslücke, die Netzbetreiber einem unkalkulierbaren Haftungsrisiko aussetzen könnte. Die besondere Verantwortung einhergehend mit der rechtlichen Verpflichtung der Anschluss- und Zugangsgewährung rechtfertigt eine Privilegierung des Netzbetreibers im Hinblick auf regelmäßig nicht vorhersehbare Schäden im Fall einer Anschlussunterbrechung. Auch bei Wegfall der Verordnungen gilt es eine Erhöhung des Haftungsrisikos auszuschließen.

Zu Absatz 3

Der Betrieb eines Wasserstofftransportnetzes wird, wie bei Stromübertragungsnetzen und Gasfernleitungsnetzen, zukünftig der Zertifizierung durch die Regulierungsbehörde bedürfen. Das EU-Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpaket knüpft an die Stellung eines Antrags auf Einleitung eines Zertifizierungsverfahrens Rechtsfolgen, die bereits vor Ablauf der Umsetzungsfrist der Richtlinie in nationales Recht eintreten. Deshalb wird den Betreibern von Wasserstofftransportnetzen oder den Netzbetreibern, die zukünftig den Betrieb eines

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Wasserstofftransportnetzes beabsichtigen, eine entsprechende frühzeitige Antragstellung mit Inkrafttreten dieses Gesetzes ermöglicht. Der Prüfungsmaßstab für das Zertifizierungsverfahren selbst ergibt sich aus der Gasrichtlinie die in nationales Recht umzusetzen ist. Über die Einleitung des Zertifizierungsverfahrens entscheidet die Bundesnetzagentur.

Zu Buchstabe b (Absatz 20)

Der Bedarf für die Übergangsregelung ist durch Zeitablauf entfallen.

Zu Buchstabe c (Absatz 24)

Der Bedarf für die Übergangsregelung ist entfallen. Sie wurde anlässlich der Einfügung des § 17f Absatz 5 Satz 2 im Jahr 2017 vorgesehen. Zwischenzeitlich verweist die Regelung ins Leere, da § 17f Absatz 5 zwischenzeitlich gestrichen wurde.

Zu Buchstabe d (Absätze 26 und 27)

Der Bedarf für die Übergangsregelung ist durch Zeitablauf entfallen.

Zu Buchstabe e (Absätze 29 bis 31)

Die Absätze fallen weg, weil der Bedarf für die Übergangsregelungen durch Zeitablauf entfallen ist.

Zu Buchstabe f

Es hat sich in der Praxis gezeigt, dass die Umsetzung des § 7c bei Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen, die unter die de-minimis-Ausnahme des § 7 Absatz 2 Satz 1 fallen, technisch komplexer sein kann als bei Verteilernetzbetreibern, die nach § 7 Absatz 1 bereits von den vertrieblichen Tätigkeiten eines Energieversorgers gesellschaftsrechtlich entflochten sind. Im letzten Falle können gesellschaftsrechtlich zu entflechtende Ladesäulen regelmäßig den vertrieblichen Aktivitäten innerhalb eines Konzerns zugeordnet werden. Vor diesem Hintergrund sollen unter dem Gesichtspunkt der Verhältnismäßigkeit für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die von § 7 Absatz 2 Satz 1 erfasst sind, die Fristen der Sätze 1 und 2 auf den 31. Dezember 2026 verlängert werden. Damit soll verhindert werden, dass ein Abbau von öffentlichen Ladesäulen den aktuell stockenden Aufbau von Ladeinfrastruktur verschärft.

Zu Buchstabe g (Absatz 42)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Buchstabe h (Absatz 44)

Der Bedarf für die Übergangsregelung ist durch Zeitablauf entfallen.

Zu Buchstabe i (Absatz 46c)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur rechtsförmlichen Neustrukturierung des § 43b.

Zu Buchstabe j (Absatz 52)

Es handelt sich um die Beseitigung eines Redaktionsversehens.

Zu Nummer 86 (§§ 118b und 118c)

Zu § 118b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Verstetigung des bisherigen Regelungsgehalts von § 118b im neuen § 41f. § 118b kann entfallen.

Zu § 118c

Die Regelung kann aufgrund des Ablaufs ihres zeitlichen Anwendungsbereichs entfallen, der sich auf die Monate Januar und Februar 2023 bezog. Eine inhaltlich angepasste Nachfolgeregelung enthält der neue § 38a.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 87 (§ 121)

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung, da der Regelungszweck der Vorschrift entfallen ist. Die von der Regelung erfassten Vorschriften sind zwischenzeitlich außer Kraft getreten.

Zu Artikel 2 (Änderung der BSI-Kritisverordnung)

Zu Nummer 1

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen in § 3 EnWG.

Zu Nummer 2

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 3

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 4

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 5

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 6

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 7

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Artikel 3 (Änderung der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasverminderung bei Kraftstoffen)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Artikel 4 (Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetz)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur rechtsförmlichen Neustrukturierung des § 43b Absatz 1 EnWG.

Zu Artikel 5 (Änderung des Börsengesetzes)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Artikel 6 (Änderung des Körperschaftsteuergesetzes)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Artikel 7 (Änderung des Stromsteuergesetzes)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Artikel 8 (Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen)

Zu Nummer 1

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Buchstabe d

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Buchstabe c

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Buchstabe d

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Buchstabe e

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffs-bestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 3

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderungen zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Artikel 9 (Änderung der Konzessionsabgabenverordnung)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Artikel 10 (Änderung der Niederspannungsanschlussverordnung)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neufassung des § 3 EnWG.

Zu Artikel 11 (Änderung der Niederdruckanschlussverordnung)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neufassung des § 3 EnWG.

Zu Artikel 12 (Änderung der Stromgrundversorgungsverordnung)

Zu Nummer 1

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Aufhebung des § 23 der Stromgrundversorgungsverordnung.

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um Folgeänderungen zur neuen Regelung in § 41g EnWG.

Zu Buchstabe b

Das auf der Internetseite des Energieversorgers zu veröffentlichende Muster einer Abwendungsvereinbarung ist dem Haushaltskunden auf dessen Wunsch postalisch zu übersenden. Dies dient insbesondere der Zugänglichkeit der Informationen für alle Haushaltskunden.

Zu Nummer 3

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um Folgeänderung zu den neuen Regelungen in § 41f sowie § 41g EnWG.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um Folgeänderungen zu den neuen Regelungen in § 41f sowie § 41g EnWG.

Zu Nummer 4

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um Folgeänderungen zu den neuen Regelungen in § 41f sowie § 41g EnWG.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um Folgeänderungen aufgrund der neuen Regelung in § 41f sowie § 41g EnWG und der Änderungen in § 19.

Zu Nummer 5

Es handelt sich um Folgeänderungen aufgrund der neuen Regelung in § 41f sowie § 41g EnWG und der Änderung in § 19.

Zu Artikel 13 (Änderung der Gasgrundversorgungsverordnung)

Zu Nummer 1

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Aufhebung des § 23 der Gasgrundversorgungsverordnung.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um Folgeänderungen zur neuen Regelung in § 41g EnWG.

Zu Buchstabe b

Das auf der Internetseite des Energieversorgers zu veröffentlichende Muster einer Abwendungsvereinbarung ist dem Haushaltskunden auf dessen Wunsch postalisch zu übersenden. Dies dient insbesondere der Zugänglichkeit der Informationen für alle Haushaltskunden.

Zu Nummer 3

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um Folgeänderungen aufgrund der neuen Regelung in § 41f sowie § 41g EnWG.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um Folgeänderungen aufgrund der neuen Regelung in § 41f sowie § 41g EnWG.

Zu Nummer 4

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um Folgeänderungen zu den neuen Regelungen in § 41f sowie § 41g EnWG.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um Folgeänderungen aufgrund der neuen Regelung in § 41f sowie § 41g EnWG und der Änderungen in § 19.

Zu Nummer 5

Es handelt sich um Folgeänderungen aufgrund der neuen Regelung in § 41f sowie § 41g EnWG und der Änderungen in § 19.

Zu Artikel 14 (Änderung der Verordnung zum Schutz von Übertragungsnetzen)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Artikel 15 (Änderung der Systemstabilitätsverordnung)

Zu Nummer 1

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 2

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Artikel 16 (Änderung der Kapazitätsreserveverordnung)

Zu Nummer 1

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 2

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Artikel 17 (Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz)

Zu Nummer 1 (Inhaltsangabe § 37)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Einfügung des neuen § 37.

Zu Nummer 2 (§ 7)

Die Unterrichtung der Öffentlichkeit über die Antragskonferenz wird dadurch bewirkt, dass sie auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und mindestens auf eine andere Weise bekanntgemacht wird. Dies kann beispielsweise durch eine Veröffentlichung in ihrem Amtsblatt oder durch in diesem Gebiet verbreitete örtliche Tageszeitungen erfolgen. Es liegt im pflichtgemäßen Ermessen der Bundesnetzagentur auf welche andere Weise die Bekanntmachung erfolgt. Die Gewährleistung der Anstoßfunktion ist zu berücksichtigen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass noch nicht all Rechtsbetroffenen und Rechtsschutzsuchenden mit dem Internet vertraut sind oder diese sich der Notwendigkeit einer Überprüfung der Internetseite der Bundesnetzagentur nicht bewusst sind.

Zu Nummer 3 (§ 9)

Zu Buchstabe a

Die Bekanntmachung der Auslegung der Unterlagen für die Öffentlichkeitsbeteiligung auf der Internetseite der Regulierungsbehörde wird dadurch bewirkt, dass sie auf der Internet-seite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und mindestens auf eine andere Weise bekanntgemacht wird. Dies kann beispielsweise durch eine Veröffentlichung in ihrem Amtsblatt oder durch in diesem Gebiet verbreitete örtliche Tageszeitungen erfolgen. Es liegt im pflichtgemäßen Ermessen der Bundesnetzagentur auf welche andere Weise die Bekanntmachung erfolgt. Die Gewährleistung der Anstoßfunktion ist zu berücksichtigen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass noch nicht alle Rechtsbetroffenen und Rechtsschutzsuchenden mit dem Internet vertraut sind oder diese sich der Notwendigkeit einer Überprüfung der Internetseite der Bundesnetzagentur nicht bewusst sind.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung, die aufgrund der Einfügung von § 9 Absatz 2 Satz 2 im Rahmen des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften notwendig wurde.

Zu Buchstabe c

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine Verweiskorrektur als Folge der Streichung des Satzes 3.

Zu Doppelbuchstabe bb

Werden bereits ausgelegte Unterlagen geändert und wird dadurch eine erneute Beteiligung der Öffentlichkeit erforderlich wird die Bekanntmachung der Auslegungen der Unterlagen auf der Internetseite der Regulierungsbehörde dadurch bewirkt, dass sie auf der Internet-seite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und mindestens auf eine andere Weise bekanntgemacht wird. Dies kann beispielsweise durch eine Veröffentlichung in ihrem Amtsblatt oder durch in diesem Gebiet verbreitete örtliche Tageszeitungen erfolgen. Es liegt im pflichtgemäßen Ermessen der Bundesnetzagentur auf welche andere Weise die Bekanntmachung erfolgt. Die Gewährleistung der Anstoßfunktion ist zu berücksichtigen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass noch nicht alle Rechtsbetroffenen und Rechtsschutzsuchenden mit dem Internet vertraut sind oder diese sich der Notwendigkeit einer Überprüfung der Internetseite der Bundesnetzagentur nicht bewusst sind.

Zu Nummer 4 (§ 10)

Die öffentliche Bekanntmachung des Erörterungstermins wird durch Bekanntmachung des Termins auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und mindestens auf eine andere Weise bewirkt. Dies kann beispielsweise durch eine Veröffentlichung in ihrem Amtsblatt oder durch in diesem Gebiet verbreitete örtliche Tageszeitungen erfolgen. Es liegt im pflichtgemäßen Ermessen der Bundesnetzagentur auf welche andere Weise die Bekanntmachung erfolgt. Die Gewährleistung der Anstoßfunktion ist zu berücksichtigen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass noch nicht alle Rechtsbetroffenen und Rechtsschutzsuchenden mit dem Internet vertraut sind oder diese sich der Notwendigkeit einer Überprüfung der Internetseite der Bundesnetzagentur nicht bewusst sind.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 5 (§ 13)

Die Bekanntmachung der Veröffentlichung der Entscheidung wird durch die Bekanntmachung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und mindestens auf eine andere Weise bewirkt. Dies kann beispielsweise durch eine Veröffentlichung in ihrem Amtsblatt oder durch in diesem Gebiet verbreitete örtliche Tageszeitungen erfolgen. Es liegt im pflichtgemäßen Ermessen der Bundesnetzagentur auf welche andere Weise die Bekanntmachung erfolgt. Die Gewährleistung der Anstoßfunktion ist zu berücksichtigen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass noch nicht alle Rechtsbetroffenen und Rechtsschutzsuchenden mit dem Internet vertraut sind oder diese sich der Notwendigkeit einer Überprüfung der Internetseite der Bundesnetzagentur nicht bewusst sind.

Zu Nummer 6 (§ 16)

Zu Buchstabe a

Die Bekanntmachung der Veränderungssperre wird durch die Bekanntmachung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und mindestens auf eine andere Weise bewirkt. Dies kann beispielsweise durch eine Veröffentlichung in ihrem Amtsblatt oder durch in diesem Gebiet verbreitete örtliche Tageszeitungen erfolgen. Es liegt im pflichtgemäßen Ermessen der Bundesnetzagentur auf welche andere Weise die Bekanntmachung erfolgt. Die Gewährleistung der Anstoßfunktion ist zu berücksichtigen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass noch nicht alle Rechtsbetroffenen und Rechtsschutzsuchenden mit dem Internet vertraut sind oder diese sich der Notwendigkeit einer Überprüfung der Internetseite der Bundesnetzagentur nicht bewusst sind.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Änderung des Satzes 1.

Zu Nummer 7 (§ 18)

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung aufgrund der Einfügung des neuen § 18 Absatz 4 Satz 2 durch das Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften.

Zu Nummer 8 (§ 22)

Zu Buchstabe a

Die Bekanntmachung der Auslegung der Unterlagen für das Anhörungsverfahren auf der Internetseite der Regulierungsbehörde wird dadurch bewirkt, dass sie auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und mindestens eine andere Weise veröffentlicht wird. Dies kann beispielsweise durch eine Veröffentlichung in ihrem Amtsblatt oder durch in diesem Gebiet verbreitete örtliche Tageszeitungen erfolgen. Es liegt im pflichtgemäßen Ermessen der Bundesnetzagentur auf welche andere Weise die Bekanntmachung erfolgt. Die Gewähr-leistung der Anstoßfunktion ist zu berücksichtigen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass noch nicht alle Rechtsbetroffenen und Rechtsschutzsuchenden mit dem Internet vertraut sind oder diese sich der Notwendigkeit einer Überprüfung der Internetseite der Bundesnetzagentur nicht bewusst sind.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Die vorgeschlagene Änderung erzielt bei Planänderungen einen Gleichlauf zwischen den Anforderungen an eine Nachbeteiligung in den Fällen des § 22 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung und einer Nachbeteiligung nach § 73 Absatz 8 des Verwaltungsverfahrensgesetzes.

Die Änderung dient der Verfahrensökonomie. Ohne die gesetzliche Änderung weichen die Anforderungen an das Verfahren voneinander ab, was zu unnötigem Mehraufwand bei der Behörde führt.

Nach bisheriger Rechtslage gelten in Fällen einer Planänderung außerhalb des Anwendungsbereichs des § 22 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung mangels ausdrücklicher Spezialregelungen in § 22 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz beziehungsweise im Energiewirtschaftsgesetz die deutlichen höheren und im wesentlichen analogen Verfahrensanforderungen des § 73 des Verwaltungsverfahrensgesetzes. Es besteht kein sachlicher Grund, weshalb die Öffentlichkeitsbeteiligung für eine bloße Planänderung nicht nach

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

den gleichen Regeln des § 22 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz wie der gesamte Plan durchgeführt werden sollte.

Zu Doppelbuchstabe bb

Werden bereits ausgelegte Unterlagen geändert und wird dadurch eine erneute Beteiligung der Öffentlichkeit erforderlich wird die Bekanntmachung der Auslegungen der Unterlagen auf der Internetseite der Regulierungsbehörde dadurch bewirkt, dass sie auf der Internet-seite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und mindestens auf eine andere Weise bekanntgemacht wird. Dies kann beispielsweise durch eine Veröffentlichung in ihrem Amtsblatt oder durch in diesem Gebiet verbreitete örtliche Tageszeitungen erfolgen. Es liegt im pflichtgemäßen Ermessen der Bundesnetzagentur auf welche andere Weise die Bekanntmachung erfolgt. Die Gewährleistung der Anstoßfunktion ist zu berücksichtigen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass noch nicht alle Rechtsbetroffenen und Rechtsschutzsuchenden mit dem Internet vertraut sind oder diese sich der Notwendigkeit einer Überprüfung der Internetseite der Bundesnetzagentur nicht bewusst sind.

Zu Nummer 9 (§ 24)

Die öffentliche Bekanntmachung der des Planfeststellungsbeschlusses wird durch die Bekanntmachung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und mindestens eine andere Weise bewirkt. Dies kann bspw. durch eine Veröffentlichung in ihrem Amtsblatt oder durch in diesem Gebiet verbreitete örtliche Tageszeitungen erfolgen. Es liegt im pflichtgemäßen Ermessen der Bundesnetzagentur auf welche andere Weise die Bekanntmachung erfolgt. Die Gewährleistung der Anstoßfunktion ist zu berücksichtigen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass noch nicht alle Rechtsbetroffenen und Rechtsschutzsuchenden mit dem Internet vertraut sind oder diese sich der Notwendigkeit einer Überprüfung der Internetseite der Bundesnetzagentur nicht bewusst sind.

Zu Nummer 10 (§ 35 Absatz 6)

Durch die im Rahmen des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften neu eingefügte Vorschrift kann der Vorhabenträger verlangen, dass das Verfahren nach den §§ 19 bis 21 in der bis zum 29. Dezember 2023 geltenden Fassung zu führen ist.

Die Streichung dient der Klarstellung, dass der Vorhabenträger dies auch dann verlangen kann, wenn der Antrag nach § 19 NABEG schon vor dem 29. Dezember 2023 eingereicht worden war.

Zu Nummer 11 (§ 37 neu)

Die Regelung modifiziert § 99 der Verwaltungsgerichtsordnung dahingehend, dass die Bundesnetzagentur an die Stelle der obersten Aufsichtsbehörde tritt. Ziel ist es die gerichtlichen Verfahren zu beschleunigen und den bürokratischen Aufwand im Vorfeld einer Vorlageverweigerung zu reduzieren.

Zu Artikel 18 (Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes)

In den Bundesbedarfsplan werden weitere Vorhaben aufgenommen, deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit und vordringlichen Bedarf die Bundesnetzagentur im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans Strom 2023-2037/2045 festgestellt hat. Maßnahmen, die einen gemeinsamen energiewirtschaftlichen Zweck haben, werden in Vorhaben zusammengefasst. Der Umweltbericht der Bundesnetzagentur wurde bei der Entscheidung berücksichtigt. Hierdurch wird eine wirksame Umweltvorsorge sichergestellt. Die im Bundesbedarfsplan enthaltenen Vorhaben wurden nach Abwägung mit den geprüften Alternativen gewählt. Geprüft wurden neben den anderweitigen Planungsmöglichkeiten, die sich aus den Szenarien des Szenariorahmens ergeben, vor allem auch anderweitige Planungsmöglichkeiten von Netzverknüpfungspunkten.

Durch die Angabe der Netzverknüpfungspunkte werden die Anfangs-, Zwischen- und Endpunkte der Vorhaben verbindlich festgelegt. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort eines neu zu errichtenden Umspannwerks wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach geeigneten Standorten für neu zu errichtende Umspannwerke wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der in der nachfolgenden Planungsstufe parzellenscharf festzulegende Standort des Umspannwerks muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Der Bundesbedarfsplan enthält keine verbindlichen Festlegungen über die Ausführung eines Vorhabens als Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- oder Netzausbaumaßnahme oder den konkreten Verlauf eines Trassenkorridors beziehungsweise einer Stromleitung innerhalb eines Trassenkorridors. Hierüber wird erst in den nachfolgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren entschieden.

Für neue Vorhaben, die in den Anwendungsbereich des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz fallen, laufen die Fristen des § 5a Absatz 6 bzw. des § 6 Satz 2 NABEG ab dem Inkrafttreten dieses Gesetzes.

Zu Nummer 1

Zu Vorhaben 10: Höchstspannungsleitung Wolmirstedt – Helmstedt Ost – Wahle

Das Vorhaben ist bereits im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Im Zuge der Konkretisierung der Planung hat sich zudem die Einbindung der Netzverknüpfungspunkte Söllingen/Schöningen sowie Liebenburg/Schladen-Werla als erforderlich herausgestellt. Die Umspannwerke im Suchraum Söllingen/Schöningen sowie Lieben-burg/Schladen-Werla sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Zu Nummer 2

Vorhaben 32: Höchstspannungsleitung Altheim – Bundesgrenze (AT) – Pleinting mit Abzweigen Markt Tann/Gemeinde Zeilarn – Pirach und Matzenhof – Simbach – Simbach am Inn – Burghausen/Mehring/Marktl/Haiming

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 wurde eine weitere Maßnahme für notwendig erachtet, um die Versorgungssicherheit innerhalb der Region zu erhöhen. Neben den bereits bestehenden Einzelmaßnahmen des Vorhabens 32 ist hiernach auch die Höchstspannungsleitung von Simbach am Inn nach Burghausen/Mehring/Marktl/Haiming für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Durch die Höchstspannungsleitungen wird ein gemeinsamer energiewirtschaftlicher Zweck verfolgt. Daher erfolgt die Zusammenfassung dieser Maßnahmen in einem Vorhaben.

Die Umspannwerke in Simbach am Inn sowie in Burghausen/Mehring/Marktl/Haiming sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Zu Nummer 3

Vorhaben 56: Höchstspannungsleitung Conneforde – Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Elsfleth West mit Anschluss Huntorf –Stadtbezirke West/Mitte (Bremen) – Samtgemeinde Sottrum

Das Vorhaben ist bereits im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Im Zuge der Konkretisierung der Planung und in Folge der Prüfung des Netzentwicklungs-plans 2023-2037/2045 hat sich - abweichend von der vorherigen Planung - herausgestellt, dass der Netzverknüpfungspunkt Bezirk Bremen-West/Lilienthal/Ritterhude nun Stadtbezirke West/Mitte (Bremen) heißen soll.

Zu Nummer 4

Vorhaben 73: Höchstspannungsleitung Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Fedderwarden – Sande – Conneforde

Das Vorhaben ist bereits im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Im Zuge der Konkretisierung der Planung und in Folge der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 hat sich zudem die Einbindung des Netzverknüpfungspunkts Sande als erforderlich erwiesen. Das Umspannwerk im Suchraum Sande ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Zu Nummer 5

Vorhaben 85: Höchstspannungsleitung Güstrow – Wessin – Görries – Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Krümmel

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 wurde eine weitere Maßnahme für notwendig erachtet, um die Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Hamburg zu erhöhen. Neben der bereits bestehenden Einzelmaßnahme des Vorhabens 85 ist hiernach auch die Höchstspannungsleitung Güstrow über Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin nach Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Durch die Höchstspannungsleitungen wird ein gemeinsamer energiewirtschaftlicher Zweck verfolgt. Daher erfolgt die Zusammenfassung dieser Maßnahmen in einem Vorhaben.

Die Umspannwerke in Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin sowie in Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 86: Höchstspannungsleitung Emden/Krummhörn – Bundesgrenze (NL)

Das Vorhaben dient der Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 mit den Netzverknüpfungspunkten Emden Ost und der Bundesgrenze zu den Nieder-landen für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Im Zuge der Konkretisierung der Planung und in Folge des im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befundenen Vorhabens 135 hat sich - abweichend von der vorherigen Planung - herausgestellt, dass der Netzverknüpfungspunkt Emden Ost nunmehr Emden/Krummhörn heißen soll. Das Umspannwerk in Emden/Krummhörn ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 86 ist als ein grenzüberschreitendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 87: Höchstspannungsleitungen Netzausbau und Verstärkung Berlin

Das Vorhaben dient der Versorgungssicherheit Berlins. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Im Zuge der Konkretisierung der Planung und in Folge der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 hat sich - abweichend von der vorherigen Planung - herausgestellt, dass der zweite Bestandteil des Vorhabens von Thyrow über Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow nach Schönefeld in zwei einzelne Bestandteile aufzuteilen ist. Hintergrund ist, dass für den Bestandteil von Thyrow über Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow – Schönefeld mit dem Abzweig Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow bis zur Landesgrenze Berlin/Brandenburg keine F-Kennzeichnung notwendig ist. Dieser Abschnitt liegt außerhalb zu realisierenden Berliner Kabeltunnels und ist daher bis zur

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Landesgrenze als Freileitung zu realisieren. Als Folge müssen auch die einzelnen Netzverknüpfungspunkte entsprechend angepasst werden

Zu Nummer 6

Vorhaben 93: Höchstspannungsleitung Lauchstädt – Leu-na/Merseburg/Weißenfels/Braunsbedra – Pulgar

Das Vorhaben erhöht die Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Sachsen-Anhalt, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Im Zuge der Konkretisierung der Planung hat sich - abweichend von der vorherigen Pla-nung - herausgestellt, dass der Suchraum für den Netzverknüpfungspunkt Leuna/Merseburg/Weißenfels um Braunsbedra ergänzt werden soll. Das Umspannwerk in Leuna/Merseburg/Weißenfels/Braunsbedra ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort des neu zu errichtenden Umspannwerks wird vom Bundesbedarfs-plangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz ein-gegrenzt. Der Standort des Umspannwerks muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen. […]

Zu Nummer 7

Vorhaben 98: Höchstspannungsleitung Punkt Fraulautern – Saarwellingen/Saarlouis/Dillingen (Saar)

Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden. Im Vergleich zum bisherigen Bundesbedarfsplan hat sich die Einbindung des Netzverknüpfungspunkts Diefflen als nicht erforderlich erwiesen, sodass dieser gestrichen wird.

Vorhaben 99: Höchstspannungsleitung Kühmoos- Waldshut-Tiengen – Bundesgrenze (CH)

Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden. Der bereits im Rahmen dieser Prüfung enthaltene Anfangspunkt Kühmoos soll entsprechend des Startnetzes im Netzentwicklungsplan 2023-20237/2045 zur Klarstellung aufgenommen werden.

Vorhaben 100: Höchstspannungsleitung Leer (Ostfriesland)/Moormerland/Nortmoor – Streumen

Das Vorhaben 100 dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Sachsen. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Leer (Ostfriesland)/Moormerland/Nortmoor ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerken wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen. Vorhaben 100 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet, welches als Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernung errichtet werden soll. Für das Vorhaben gilt der Vorrang der Erdverkabelung.

Vorhaben 101: Höchstspannungsleitung Dörpen West – Klostermansfeld

Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Dörpen West und Klostermansfeld für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 101 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet, welches als Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernung errichtet werden soll. Für das Vorhaben gilt der Vorrang der Erdverkabelung.

Vorhaben 102: Höchstspannungsleitung Alfstedt – Hüffenhardt

Das Vorhaben 102 dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Baden-Württemberg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

den Netzverknüpfungspunkten Alfstedt und Hüffenhardt für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 102 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet, welches als Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernung errichtet werden soll. Für das Vorhaben gilt der Vorrang der Erdverkabelung.

Vorhaben 103: Höchstspannungsleitung Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Oberjettingen

Das Vorhaben 103 dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg und Bayern. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk „Sahms Nord“ in den Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek/Land ist neu zu errichten. Es ist zu unterscheiden vom ebenfalls neu zu errichtenden Umspannwerk „Sahms“. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Für die Vorhaben 103 und 104 ist jeweils ein Konverter geplant, der an das Umspannwerk im Suchraum der Gemeinden Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land angeschlossen wird. Dabei handelt es sich um dieselben Konverter, die auch im Rahmen der Vorhaben 81d und 81e geplant sind.

Vorhaben 103 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet, welches als Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernung errichtet werden soll. Für das Vorhaben gilt der Vorrang der Erdverkabelung.

Vorhaben 104: Höchstspannungsleitung Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim

Das Vorhaben 104 dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg und Bayern. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in den Ämtern Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek/Land („Sahms Nord“, siehe Vorhaben 103) sowie in den Gemeinden Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Für die Vorhaben 103 und 104 ist jeweils ein Konverter geplant, der an das Umspannwerk im Suchraum der Gemeinden Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land angeschlossen wird. Dabei handelt es sich um dieselben Konverter, die auch im Rahmen der Vorhaben 81d und 81e geplant sind.

Vorhaben 104 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet, welches als Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernung errichtet werden soll. Für das Vorhaben gilt der Vorrang der Erdverkabelung.

Vorhaben 105: Höchstspannungsleitung Wehrendorf – Ohlensehlen

Das Vorhaben 105 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Wehrendorf und Ohlensehlen für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 106: Höchstspannungsleitung Herbertingen – Grünkraut – Punkt Neuravensburg – Obermooweiler

Das Vorhaben 106 erhöht die Übertragungskapazität im südlichen Baden-Württemberg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Herbertingen, Grünkraut, Punkt Neuravensburg und Obermooweiler für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 107: Höchstspannungsleitung Audorf Süd – Kiel/Achterwehr/Flintbek/Honigsee /Quarnbek – Göhl

Das Vorhaben 107 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Audorf Süd, Kiel/Achterwehr/Flintbek/Honigsee/Quarnbek und Göhl für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in der Stadt Kiel beziehungsweise der Gemeinden Achterwehr/Flintbek/Honigsee/Quarnbek sowie der Gemeinde Göhl sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 108: Vöhringen – Bundesgrenze (AT)

Der Interkonnektor dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Süddeutschland und Österreich. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit Netzverknüpfungspunkten Vöhringen und der Bundesgrenze zu Österreich für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 109: Höchstspannungsleitung Hanekenfähr – Merzen/Neuenkirchen

Das Vorhaben 109 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Merzen/Neuenkirchen ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 110: Höchstspannungsleitung Gnewitz – Lüdershagen – Brünzow/Kemnitz – Lubmin

Das Vorhaben 110 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Mecklenburg-Vorpommerns. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Gnewitz, Lüdershagen, Brünzow/Kemnitz und Lubmin für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in der Gemeinde Gnewitz sowie in den Gemeinden Brünzow/Kemnitz sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 111: Höchstspannungsleitung Dipperz – Großkrotzenburg

Das Vorhaben 111 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Dipperz und Großkrotzenburg für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 112: Höchstspannungsleitung Großgartach – Hüffenhardt

Das Vorhaben 112 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Norden von Baden-Württemberg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Großgartach und Hüffenhardt für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Die Umsetzung des Vorhabens soll voraussichtlich in zwei Stufen in Form von Netzverstärkungen erfolgen.

Vorhaben 113: Höchstspannungsleitung Kupferzell – Goldshöfe

Das Vorhaben 113 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Osten von Baden-Württemberg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Kupferzell und Goldshöfe für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umsetzung des Vorhabens soll voraussichtlich in zwei Stufen in Form von Netzverstärkungen erfolgen.

Vorhaben 114: Höchstspannungsleitung Bürstadt/Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein – Bürstadt – Rheinau – Hoheneck

Das Vorhaben 114 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Hessen und Baden-Württemberg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Bürstadt/Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 115: Höchstspannungsleitung Niederlangen – Vereinigtes Königreich („Tarchon“)

Der Interkonnektor dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Großbritannien. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 115 ist als ein Vorhaben gekennzeichnet, welches als Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernung errichtet werden soll.

Vorhaben 116: Höchstspannungsleitung Punkt Reicheneck – Punkt Rommelsbach

Das Vorhaben 116 dient der besseren Anbindung des Mittleren Neckarraums und erhöht die Übertragungskapazität im südlichen Baden-Württemberg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Punkt Reicheneck und Punkt Rommelsbach für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 117: Höchstspannungsleitung Emden Ost – Leer (Ostfriesland)/Moormerland/ Nortmoor – Dörpen West

Das Vorhaben 117 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Leer (Ostfriesland)/Moormerland/Nortmoor ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 118: Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg/Hanau – Bezirk Bornheim/Ostend (Frankfurt am Main) – Bezirk West (Frankfurt am Main)

Das Vorhaben 118 erhöht die Versorgungssicherheit im Raum Frankfurt. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in den Gemeinden Großkrotzenburg/Hanau sowie im Bezirk Bornheim/Ostend (Frankfurt am Main) und im Bezirk West (Frankfurt am Main) sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 118 ist als Vorhaben zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung gekennzeichnet, das als Pilotprojekt nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden kann. Das Vorhaben besteht aus drei kurzen Einzelmaßnahmen in einem dicht besiedelten städtischen Gebiet. Soweit alle Teilabschnitte die Voraussetzungen nach § 4 BBPlG erfüllen, ist auch eine vollständige Umsetzung aller Maßnahmen als Erdkabel, einschließlich eines Kabeltunnels gemäß § 4 Absatz 3 BBPlG zulässig. Hierüber wird in den nachfolgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren entschieden.

Vorhaben 119: Höchstspannungsleitung Schwandorf – Regensburg/Wenzenbach/Zeitlarn

Das Vorhaben 119 dient der Sicherung der Versorgung von Regensburg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Regensburg/Wenzenbach/Zeitlarn ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 120: Höchstspannungsleitung Schwandorf – Rettenbach/Wörth an der Donau – Straubing/Kirchroth/Aiterhofen – Plattling/Otzing/Stephansposching – Pleinting

Das Vorhaben 120 dient der Erhöhung der Versorgungsicherheit innerhalb Bayerns. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in den Gemeinden Rettenbach/Wörth an der Donau, Straubing/Kirchroth/Aiterhofen und Plattling/Otzing/Stephansposching sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 121: Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg – Großkrotzenburg/Hanau

Das Vorhaben 121 dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit im Raum Frankfurt. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Großkrotzenburg und Großkrotzenburg/Hanau für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Großkrotzenburg/Hanau ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort des neu zu errichtenden Umspannwerks wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort des Umspannwerks muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 122: Höchstspannungsleitung Wöhrden – Pöschendorf/Hadefeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek

Das Vorhaben 122 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in den Gemeinden Wöhrden, Pöschendorf/Hadefeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 123: Höchstspannungsleitung Landesbergen – Ohlensehlen

Das Vorhaben 123 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Landesbergen und Ohlensehlen für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 124: Höchstspannungsleitung Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek – Alfstedt

Das Vorhaben 124 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Pöschendorf/Hadefeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 124 ist für den Abschnitt von Brokdorf/Wewelsfleth nach Freiburg (Elbe)/Wischhafen als Vorhaben zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung gekennzeichnet, das als Pilotprojekt nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden kann.

Vorhaben 125: Höchstspannungsleitung Wahle – Klein Ilsede – Mehrum Nord – Algermissen – Grohnde

Das Vorhaben 125 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Wahle, Klein Ilsede, Mehrum Nord, Algermissen und Grohnde für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 126: Höchstspannungsleitung Karben – Großkrotzenburg

Das Vorhaben 126 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb von Hessen. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Karben und Großkrotzenburg für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 127: Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg/Hanau – Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim – Raitersaich West

Das Vorhaben 127 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Hessen und Bayern. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in den Gemeinden Großkrotzenburg/Hanau sowie in den Gemeinden Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 127 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 128: Höchstspannungsleitung Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid – Schwandorf

Das Vorhaben 128 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Bayerns. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Das Umspannwerk in den Gemeinden Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 129: Höchstspannungsleitung Eula – Weida – Herlasgrün – Marktleuthen/Kirchenlamitz

Das Vorhaben 129 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Bayern. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Eula, Weida, Herlasgrün und Marktleuthen/Kirchenlamitz für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Marktleuthen/Kirchenlamitz ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 129 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet und in Bezug auf die Einzelmaßnahme Eula-Weida-Herlasgrün als Vorhaben, bei dem nach § 5a Absatz 4 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz aufgrund seiner besonderen Eilbedürftigkeit auf eine Bundesfachplanung zu verzichten ist.

Vorhaben 130: Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg/Hanau – Frankfurt Nord – Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe – Eschborn

Das Vorhaben 130 erhöht die Versorgungssicherheit im Raum Frankfurt. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in den Gemeinden Großkrotzenburg/Hanau, Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe sowie Eschborn sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 131: Höchstspannungsleitung Raitersaich West – Vohburg an der Donau/Oberdolling/Großmehring – Sittling

Das Vorhaben 131 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Vohburg an der Donau/Oberdolling/Großmehring ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 132: Höchstspannungsleitung Neufinsing – Marienberg

Das Vorhaben 132 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns und sichert die Versorgung Münchens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Neufinsing und Marienberg für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 133: Höchstspannungsleitung Stadtteil Vosslapper Groden (Wilhelmshaven) – Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Stadtteile Rüstersieler Groden/Heppenser Groden (Wilhelmshaven)

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Das Vorhaben 133 dient der Sicherung der Versorgung im Raum Wilhelmshaven. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Im Stadtteil Sengwarden von Wilhelmshaven ist ein Umspannwerk neu zu errichten. Im Stadtteil Vosslapper Groden ist ein Umspannwerk als Ersatz für den Standort Inhausen sowie in den Stadtteilen Rüstersieler Groden/Heppenser Groden ein Umspannwerk als Ersatz für den Standort Maade neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 134: Höchstspannungsleitung Georgensgmünd/Röttenbach/Spalt - Nördlingen/Reimlingen/Ederheim/Riesbürg/Kirchheim am Ries/Wallerstein – Goldshöfe

Das Vorhaben 134 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Bayern und dem Osten Baden-Württembergs. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Im Bereich der Gemeinden Georgensgmünd/Röttenbach/Spalt und in den Gemeinden Nördlingen/Reimlingen/Ederheim/Riesbürg/Kirchheim am Ries/Wallerstein sind Umspannwerke neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 134 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 135: Höchstspannungsleitung Emden Ost – Emden/Krummhörn

Das Vorhaben 135 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Niedersachsen. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Emden/Krummhörn ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 136: Höchstspannungsleitung Audorf Süd – Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/ Agethorst/Mehlbek – Wilster West

Das Vorhaben 136 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Audorf/ Süd, Gemeinden Pöschendorf/ Hadenfeld/ Kaisborstel/ Agethorst/ Mehlbek und Wilster/West für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/ Agethorst/Mehlbek ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 137: Höchstspannungsleitung Niederrhein – Bezirke Walsum/Hamborn (Duisburg)/Oberhausen – Walsum

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Das Vorhaben 137 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Bezirken Walsum/Hamborn (Duisburg)/Oberhausen ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 138: Höchstspannungsleitung Limburg – Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe – Eschborn – Kriftel

Das Vorhaben 138 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in der Gemeinde Eschborn und den Gemeinden Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 139: Höchstspannungsleitung Vieselbach – Altenfeld – Landesgrenze Thüringen/ Bayern (Mast 77) – Münnerstadt – Grafenrheinfeld

Das Vorhaben 139 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Bayern. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in der Gemeinde Münnerstadt ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 139 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 140: Höchstspannungsleitung Niederstedem – Bundesgrenze (LU)

Der Interkonnektor dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Luxemburg und trägt zur Versorgungssicherheit bei. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Niederstedem und der Bundesgrenze zu Luxemburg für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 140 ist als ein grenzüberschreitendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 141: Höchstspannungsleitung Bollenacker – Punkt Brühl

Das Vorhaben 141 dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit innerhalb Nordrhein-Westfalens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Bollenacker und Punkt Brühl für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 142: Höchstspannungsleitung Oberottmarshausen – Buchloe/Waal

Das Vorhaben 142 dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit Bayerns. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Das Umspannwerk in der Gemeinde Buchloe/Waal ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 143: Höchstspannungsleitung Polsum – Niederrhein – Zensenbusch – Walsum

Das Vorhaben 143 dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit innerhalb Nordrhein-Westfalens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Durch die jeweilige Netzverstärkung der Höchstspannungsleitungen von Polsum nach Niederrhein und von Niederrhein über Zensenbusch nach Walsum wird ein gemeinsamer energiewirtschaftlicher Zweck verfolgt. Daher erfolgt die Zusammenfassung dieser Maßnahmen in einem Vorhaben.

Vorhaben 144: Höchstspannungsleitung Weißenthurm – Punkt Metternich

Das Vorhaben 144 dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit in Rheinland-Pfalz. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 145: Höchstspannungsleitung Streumen – Großenhain – Moritzburg/Radeburg/Ottendorf-Okrilla/Stadtbezirk Klotzsche (Dresden) – Schmölln

Das Vorhaben 145 dient der Versorgungssicherheit Dresdens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden. Im Zuge der Konkretisierung der Planung hat sich zudem die Einbindung des Netzverknüpfungspunktes Großenhain als erforderlich herausgestellt.

Die Umspannwerke in den Gemeinden Großenhain und Moritzburg/Radeburg/Ottendorf-Okrilla/Stadtbezirk Klotzsche (Dresden) sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 146: Höchstspannungsleitung Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Perleberg

Das Vorhaben 146 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin und Perleberg für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/ Holthusen/Schossin ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 146 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 147: Höchstspannungsleitung Lubmin – Iven – Altentreptow Nord – Altentreptow Süd – Gransee – Malchow

Das Vorhaben 147 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Berlin. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Lubmin, Iven, Altentreptow Nord, Altentreptow Süd und Malchow für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Das Umspannwerk in der Gemeinde Iven ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Hier hat sich der Standort für das Umspannwerk im Vergleich zur NEP Bestätigung zwischenzeitlich auf den Suchraum Iven konkretisiert. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 147 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet und für den Abschnitt von Lubmin – Iven- Altentreptow Nord – Altentreptow Süd als Vorhaben, für das nach § 5a Absatz 4 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz aufgrund seiner besonderen Eilbedürftigkeit auf eine Bundesfachplanung zu verzichten ist.

Vorhaben 148: Höchstspannungsleitung Wolmirstedt – Magdeburg – Förderstedt

Das Vorhaben 148 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Sachsen-Anhalts. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in der Gemeinde Magdeburg ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 149: Höchstspannungsleitung Marke – Landsberg/Wiedemar – Lauchstädt

Das Vorhaben 149 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Sachsen-Anhalts. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Landsberg/Wiedemar ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 149 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 150: Höchstspannungsleitung Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen

Das Vorhaben 150 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Sachsen-Anhalts. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Schraplau/Obhausen ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 151: Höchstspannungsleitung Grabowhöfe – Jerichow/Genthin – Barby/Zerbst (Anhalt) – Marke

Das Vorhaben 151 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Grabowhöfe, Jerichow, Barby/Zerbst (Anhalt) und Marke für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden. Im Zuge der Konkretisierung der Planung hat sich herausgestellt, dass der Suchraum für den Netzverknüpfungspunkt Jerichow um Genthin ergänzt werden soll.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Die Umspannwerke in der Gemeinde Grabowhöfe, Jerichow/Genthin sowie Barby/Zerbst (Anhalt) sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 151 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 152: Höchstspannungsleitung Delitzsch – Eula

Das Vorhaben 152 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Sachsens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Delitzsch und Eula für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in der Gemeinde Delitzsch ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 153: Höchstspannungsleitung Brünzow/Kemnitz – Königreich Dänemark (Bornholm Energy Island)

Der Offshore-Interkonnektor dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Dänemark. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Brünzow/Kemnitz ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 153 ist als ein Vorhaben gekennzeichnet, welches als Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernung errichtet werden soll.

Vorhaben 154: Höchstspannungsleitung Wanzleben-Börde/Hohe Börde – Magdeburg

Das Vorhaben 154 dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit in Sachsen-Anhalt. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in den Gemeinden Wanzleben-Börde/Hohe Börde und der Gemeinde Magdeburg sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort des neu zu errichtenden Umspannwerks wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 155: Höchstspannungsleitung Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim – Höpfingen – Hüffenhardt – Großgartach

Das Vorhaben 155 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen dem Norden Baden-Württembergs und Bayern. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort des neu zu errichtenden Umspannwerks wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 155 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 156: Höchstspannungsleitung Großgartach – Hoheneck – Sindelfingen/Aidlingen/Böblingen/Ehningen/Gärtringen – Punkt Rommelsbach – Metzingen

Das Vorhaben 156 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Stuttgart. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Sindelfingen/Aidlingen/Böblingen/Ehningen/Gärtringen ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort des neu zu errichtenden Umspannwerks wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 157: Höchstspannungsleitung Rheinau – Neurott – Hüffenhardt

Das Vorhaben 157 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordwesten von Baden-Württemberg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Rheinau, Neurott und Hüffenhardt für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 158: Höchstspannungsleitung Oberjettingen – Bundesgrenze (CH)

Der Interkonnektor dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und der Schweiz. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit dem Netzverknüpfungspunkt Oberjettingen und der Bundesgrenze zur Schweiz für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in der Gemeinde Oberjettingen ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort des neu zu errichtenden Umspannwerks wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 158 ist als ein grenzüberschreitendes Vorhaben gekennzeichnet, welches als Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernung errichtet werden soll. Für das Vorhaben gilt der Vorrang der Erdverkabelung.

Zu Artikel 19 (Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes)

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Zu Buchstabe a

Die Inhaltsübersicht wird infolge der Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes aktualisiert.

Zu Buchstabe b

Die Inhaltsübersicht wird infolge der Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes aktualisiert.

Zu Buchstabe c

Die Inhaltsübersicht wird infolge der Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes aktualisiert.

Zu Buchstabe d

Die Inhaltsübersicht wird infolge der Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes aktualisiert.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe e

Die Inhaltsübersicht wird infolge der Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes aktualisiert.

Zu Buchstabe f

Die Inhaltsübersicht wird infolge der Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes aktualisiert.

Zu Buchstabe g

Die Inhaltsübersicht wird infolge der Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes aktualsiert.

Zu Nummer 2 (§ 2)

Zu Buchstabe a

Die Einfügung der neuen Rolle des Aggregationsverantwortlichen in § 2 des Messstellenbetriebsgesetzes ermöglicht es, dass der Rechtsrahmen des Messstellenbetriebsgesetzes zur energiewirtschaftlichen Datenkommunikation etwaige zukünftige Anpassungen der maßgeblichen Festlegungen der Bundesnetzagentur flexibel nachvollziehen kann. Da die Zuweisung der Aufgabenausgestaltung an konkrete Marktakteure durch die Bundesnetzagentur erfolgt, sieht die neu geschaffene Begriffsbestimmung lediglich eine abstrakte Be-schreibung der Tätigkeit des Aggregationsverantwortlichen vor und verweist im Übrigen auf die entsprechenden Festlegungen der Bundesnetzagentur. Für den Aggregationsverantwortlichen gelten indes dieselben Datenschutzanforderungen wie für die bisherigen nach § 49 berechtigten Stellen, insbesondere die Bindung an klar umgrenzte gesetzliche Zwecke sowie Anforderungen an die Pseudonymisierung, Anonymisierung und Löschung von Daten (§ 67a). Personenbezogene Daten müssen für die Bildung der Summenzeitreihen nicht zwingend übermittelt werden. Einzelheiten werden in den Festlegungen der Bundesnetzagentur bestimmt

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 3 (§ 3)

Zu Doppelbuchstabe bb

§ 3 des Messstellenbetriebsgesetzes enthält die grundlegenden Vorschriften über den Messstellenbetrieb.

In Absatz 1 wird zunächst klargestellt, dass § 35 Absatz 1 für Zusatzleistungen ein angemessenes Zusatzentgelt vorsieht, das durch gesetzliche Vermutungsregelungen konkretisiert wird. Wie insbesondere aus dem Wortlaut von § 35 Absatz 1 Satz 2 hervorgeht, handelt es sich jedoch gerade nicht um Preisobergrenzen, wie sie §§ 30 und 32 statuieren. Die insofern missverständliche Formulierung in Absatz 1 Satz 6 ist daher anzupassen.

Zu Buchstabe b und Buchstabe c

Die Anpassungen in Absatz 2 und 3 tragen dem deutlich erweiterten Aufgabenspektrum des Messstellenbetreibers hinsichtlich des Einbaus und Betriebs von Steuerungseinrichtungen Rechnung. Bislang oblagen dem grundzuständigen Messstellenbetreiber im Rahmen des Pflichtrollouts Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen. Der Anlagen-betreiber war dagegen nach den Vorschriften in §§ 9, 10b, 100 Absatz 3 und 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes verpflichtet, den Einbau von technischen Einrichtungen einschließlich Steuerungseinrichtungen sicherzustellen, entweder indem er diese selbst beschaffte, oder durch Beauftragung des Messstellenbetreibers in Form einer Zusatzleistung. Dieser Ansatz führte in der Praxis nicht nur zu zahlreichen Zuständigkeitskonflikten, aufwendigen Prozessen und damit Belastungen für Anlagenbetreiber wie Messstellenbetreiber. Es fehlte darüber hinaus auch an einer klaren Verantwortlichkeit für die Sicherstellung der tatsächlichen Ansteuerbarkeit.

Damit die Steuerbarkeit in den gesetzlich vorgesehenen Fällen rasch und effizient tatsächlich hergestellt werden und als Flexibilitätspotenzial sicher berücksichtigt werden kann, wird der Einbau und Betrieb der notwendigen technischen Infrastruktur (intelligentes Messsystem mit Steuerungseinrichtungen) nunmehr einheitlich und anhand eines in §§ 29 und 45 konkret geregelten Fahrplans dem Messstellenbetreiber zugewiesen, welcher sich ganz auf die systemseitigen Anforderungen konzentriert. Die Steuerbarkeit wird in den gesetzlich genannten Fällen zur Standardleistung (vergleiche § 34) und mit Preisobergrenzen (vergleiche § 30 Absatz 2) belegt. Zugleich verbleibt

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

es bei der Verantwortlichkeit des Anlagenbetreibers/Anschlussnutzers für seine elektrische Kundenanlage (§ 9 Absatz 1 Erneuerbare-Energien-Gesetz), auch bleiben Übergangsvorschriften bis zum Einbau des intelligenten Messsystems im Erneuerbare-Energien-Gesetz enthalten (§ 9 Absatz 2, § 100 Absatz 3 Erneuerbare-Energien-Gesetz).

Zu Nummer 4

Der neu an § 5 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes angefügte Satz 2 bestimmt, dass das Recht des Anschlussnutzers, einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber auszuwählen, beim Messstellenbetrieb mit intelligenten Messsystemen frühestens nach Ablauf von zwei Jahren ab Einbau eines intelligenten Messsystems ausgeübt werden kann. Diese neu geschaffene „Haltefrist“ soll vermeiden, dass intelligente Messsysteme aufgrund eines Wechsels des Messstellenbetreibers kurz nach Ihrer Installation bereits wieder ausgebaut und entsorgt werden müssen. Diese Gefahr besteht derzeit insbesondere, wenn der über-nehmende Messstellenbetreiber nicht von seinem Recht Gebrauch macht, die bereits ver-baute Technik von dem abgebenden Messstellenbetreiber zu übernehmen (§ 16 Absatz 2). Die bereits verbauten Geräte müssen dann aufwändig ausgebaut werden und drohen verschrottet zu werden, obwohl sie noch viele Jahre genutzt werden könnten.

Die Vorschrift dient damit der Stärkung der Nachhaltigkeit und der Wirtschaftlichkeit des Messstellenbetriebs, ohne zugleich das Auswahlrecht des Anschlussnutzers unverhältnismäßig lange zu beschränken. Die Zweijahresfrist orientiert sich dabei an der in § 309 Nummer 9 Buchstabe a des Bürgerlichen Gesetzesbuches geregelten Grenze für Vertragslaufzeiten in Allgemeinen Geschäftsbedingungen, an welche wettbewerbliche Messstellenbetreiber in ihren Vertragsbedingungen schon gebunden sind. Die Ausweitung auch auf grundzuständige Messstellenbetreiber führt also zur Vereinheitlichung von Wettbewerbsbedingungen.

Zu Nummer 5 (§ 6)

Zu Buchstabe a

In § 6 des Messstellenbetriebsgesetzes erfolgen Klarstellungen und redaktionelle Bereinigungen, indem Absatz 6 aufgehoben und in Absatz 1 integriert wird. Diese Änderungen erleichtern insbesondere die Auswahl eines einheitlichen Messstellenbetreibers bei Liegenschaftsmodellen der gemeinschaftliche Gebäudeversorgung. Für Liegenschaftsmodelle für Elektrizität ohne Einbeziehung einer weiteren Sparte setzte Absatz 6 bislang als Messkonzepte einen sogenannten virtuellen Summenzähler im Sinne von § 20 Absatz 1d Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes voraus. Ein solches Konzept ist allerdings technisch nicht in allen Fällen zwingend erforderlich, solange alle Zählpunkte der Liegenschaft mit intelligenten Messsystemen ausgestattet sind.

Der neugefasste Absatz 1 stellt nunmehr klar, dass es dem Belieben des Anschlussnehmers unterfällt, ob er ein Liegenschaftsmodell allein für die Elektrizitätssparte (Nummer 1) einholen oder weitere Sparten im Sinne eines klassischen Bündelangebots (Nummer 2) einbeziehen möchte. Nummer 3 hält fest, dass auch ein wettbewerbliche Messstellenbetreiber sich auf die Preisobergrenzen nach § 30 für die Stromsparte verpflichten muss. Für die Einbeziehung zusätzlicher Sparten über das Bündelangebot nach Nummer 2 bleibt es bei dem bisherigen Grundsatz, dass der gebündelte Messstellenbetrieb im Vergleich zum spartengetrennten Messstellenbetrieb für die Betroffenen Anschlussnutzer mindestens kostenneutral sein muss.

Zu Buchstabe b

Nach den Anpassungen in Absatz 5 haben Anschlussnutzer zudem künftig unter den dort genannten Voraussetzungen das Recht, vom Anschlussnehmer die regelmäßige Einholung von Angeboten sowohl nur für die Stromsparte (Absatz 1 Nummer 1) als auch für zusätzliche Sparten (Absatz 1 Nummer 1 und 2) zu verlangen. Hiermit werden eine Lücke im bisherigen Recht geschlossen und die Verbraucherrechte weiter gestärkt.

Zu Nummer 6 (§ 7)

Zu Buchstabe a und Buchstabe b

In § 7 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes wird als Folgeänderung zum neu geschaffenen Steuerungsrollout klargestellt, dass nach dem Messstellenbetriebsgesetzes zulässige Entgelte, die der Anschlussnetzbetreiber nach § 30 Asatz 2 zu entrichten hat, ebenfalls unter Beachtung der gesetzlichen Vorgaben bei den Netzentgelten berücksichtigt werden können.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 7 (§ 8)

Es handelt sich um eine Folgeanpassung an die Weiterentwicklung zum Mess- und Steuerungsrollout.

Zu Nummer 8 (§ 11)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um ein Folgeänderung, um den Regelungstext vollständig abzubilden.

Zu Buchstabe b

Die Neuregelung mit § 11 Absatz 6 des Messstellenbetriebsgesetzes füllt die regulatorische Lücke im Interesse einer ausreichenden Regulierung des Auffangmessstellenbetreibers, der wichtige Systemaufgaben wahrnimmt. Da seine Aufgabenwahrnehmung bundesweite (systemische) Bedeutung hat, ermöglicht die Neuregelung Kosten einer bundesweiten Wälzung zuzuführen

Zu Nummer 9 (§ 19)

Zu Buchstabe a

Die Neuregelung in § 19 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes enthält zweierlei: notwendige (redaktionelle) Anpassungen an den neuen § 34 und (im Zusammenspiel mit § 46) stärker als bisher fokussierte Aufgabenzuweisungen durch den Gesetzgeber. Die bisherigen Aufgabenzuweisungen aus Verordnungsermächtigungen werden aufgetrennt in Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur (zur ad hoc-Reaktion auf Sicherheitsberichte oder Warnungen des BSI sowie im Zusammenhang mit Anlagen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes, vgl. die Änderungen zu § 47) und einer konzentrierten Verordnungsermächtigung zur weiteren Cybersicherheitsregulierung für die sogenannte zweite WAN-Verbindung (eine vom Smart-Meter-Gateway unabhängige Internetverbindung einer Energiewendeanlage). Der Neuansatz steigert die Reaktionsfähigkeit im Zusammenhang mit Sicherheitsvorfällen bzw. Bedenken von BSI und BNetzA, sichert gleichzeitig aber auch die mittel- bis langfristigen Möglichkeiten zur Ausdehnung der Standardisierung nach dem Messstellenbetriebsgesetz.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Nummer 10 (§ 20)

Der neu angefügte § 20 Absatz 3 des Messstellenbetriebsgesetzes setzt in Verbindung mit den Anpassungen an § 48 den Artikel 18 der Richtlinie (EU) 2024/1788 um. Dieser sieht Regelungen zur Ausstattung von Messstellen der Sparte Wasserstoff mit intelligenten Messsystemen auf Grundlage einer Kosten-Nutzen-Bewertung vor. Die neu geschaffene Regelung orientiert sich an den bereits geltenden Vorschriften in Absatz 1 für Gas, welche Artikel 17 der Richtlinie umsetzen. Nach Ablauf einer Übergangszeit dürfen demnach grundsätzlich nur neue Messeinrichtungen für Wasserstoff verbaut werden, welche in Zukunft bei Bedarf an ein Smart-Meter-Gateway angeschlossen und somit zu einem intelligenten Messsystem ausgebaut werden können. Ziel der Regelung ist es, technische Lock-In-Effekte zu vermeiden und sicherzustellen, dass bei Bedarf und vorbehaltlich der Ergebnisse der zu einem späteren Zeitpunkt durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse und der Bedürfnisse der betroffenen Verbraucher eine etwaige Anbindung der neuen Zähler an ein Smart-Meter-Gateway technisch möglich ist. Die Übergangsfrist orientiert sich dabei an den parallelen Vorgaben für den Rollout im Bereich der registrierenden Leistungsmessung in der Elektrizitätssparte gemäß § 45 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 MsbG.

Zu Nummer 11 (§ 25)

Bei der Änderung in § 25 Absatz 1 Satz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes handelt es sich um eine Folgeanpassung an die Weiterentwicklung zum Mess- und Steuerungsrollout.

Zu Nummer 12 (§ 27)

Die Ergänzung in § 27 Absatz 1 Satz 5 des Messstellenbetriebsgesetzes erweitert die Möglichkeiten des BSI Standardisierungspartnerschaften einzugehen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 13 (§ 29)

Zu Buchstabe a bis Buchstabe c

In § 29 Absatz 1 und 2 des Messstellenbetriebsgesetzes wird der reine Smart-Meter- durch die Integration der Herstellung der Steuerbarkeit von Energiewendeanlagen, also kleineren Erzeugungsanlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, zu einem Smart-Grid-Rollout weiterentwickelt. Dabei ist § 29 weiterhin die Grundnorm über die Rolloutverpflichtung grundzuständiger Messstellenbetreiber (gMSB), die Quote der verpflichtend auszustattenden Messstellen regelt unverändert § 45.

Mit dem erfreulich zunehmenden Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung werden Lastflexibilität und die Steuerbarkeit von Erzeugungsanlagen in Spitzenzeiten zu-nehmend zum entscheidenden Faktor für die Systemsicherheit: Experteneinschätzungen rechnen bis 2032 bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung mit bis zu 36 GW gleichzeitiger Spitzenlast, denen erzeugungsseitig eine gleichzeitig zu erwartende Leistung von rund 63 GW gegenüber steht. Hierdurch wird verdeutlicht, dass die Digitalisierung der Energiewende unverzichtbar für einen wirtschaftlich und operativ resilienten Systembetrieb insbesondere auch in Zeiten temporärer Erzeugungsüberschüsse ist.

Um vor diesem Hintergrund den Rollout noch stärker systemorientiert auszurichten, sieht § 29 Absatz 1 Nummer 2 sowohl die Erweiterung der verpflichtend mit intelligenten Mess-systemen auszustattenden Messstellen auf all solche Messstellen mit Erzeugungsanlagen (der erfasste Anlagenkreis ergibt sich aus § 2 Satz 1 Nummer 1) mit einer installierten Leistung über 2 Kilowatt als auch deren gleichzeitig verpflichtend herzustellende Steuerbarkeit durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber vor. Nach dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz gilt dies insbesondere bei Kleinstanlagen, welche bisher nicht verpflichtend der Steuerung unterlagen, nur, soweit es erforderlich ist, um jeweils bis zum Ablauf der gesetzlichen Zieljahre Anlagen zu den nach § 45 Absatz 1 gebotenen Anteilen an der installierten Leistung auszustatten. Denn der gesetzliche Rollout-Fahrplan nach § 45 sieht bewusst keinen Zwang zur vollständigen Ausstattung auch aller kleinen Anlagen vor. Vielmehr genügt es, dass zu den vorgegebenen Zeitpunkten mindestens 90 Prozent der jeweils neu installierten Leistung ausgestattet sowie nachrangig ab Ende 2028 auch 50 Prozent der neueren Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2018 einbezogen sind.

Diese Neuerung bringt Verbesserungen auf mehreren Ebenen mit sich. War vorher noch der Anlagenbetreiber selbst nach §§ 9, 10b, 100 Absatz 3 und 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes zur Herstellung der Steuerbarkeit verpflichtet, werden nun alle Leistungen für die Steuerbarkeit der Anlagen über intelligente Messsysteme gebündelt aus einer Hand vom grundzuständigen Messstellenbetreiber erbracht. Der bisherige Ansatz führte in der Praxis nicht nur zu zahlreichen Zuständigkeitskonflikten, aufwendigen Prozessen und damit Belastungen für Anlagenbetreiber wie Messstellenbetreiber. Es fehlte darüber hinaus auch an einer klaren Verantwortlichkeit für die Sicherstellung der tatsächlichen Ansteuerbarkeit. Eine Beauftragung nach § 9 Absatz 1b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes a. F. wird entbehrlich. Hierdurch wird für den grundzuständigen Messstellenbetreiber die Integration der neu ausgestatteten Messstelle in seine Betriebsabläufe wesentlich erleichtert, weil er die mit seinen IT-Systemen am besten kompatible Steuerungstechnik verbauen kann, schont so wertvolle Montagekapazitäten und trägt somit zur Entbürokratisierung und Beschleunigung des Rollouts bei.

Auch aus gesetzessystematischer Sicht gewinnt die neue Regelung gegenüber den bisherigen Regelungen in § 29 a.F. und § 9 Absatz 1 bis 1b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes a.F. an Klarheit und Struktur. Eine Unterscheidung zwischen der Herstellung der Sicht- und der Steuerbarkeit nach Anlagenklassen entfällt ebenso (§ 9 Absatz 1 und 1a Erneuerbare-Energien-Gesetz a.F.), wie die bislang im Hinblick auf die Herstellung der Steuerbarkeit in der Praxis immer wieder problembehaftete Kombination nach § 9 Absatz 1 Satz 1 zweite Alternative des Erneuerbare-Energien-Gesetzes a.F. aus steuerbarer Verbrauchseinrichtung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes und Erzeugungsanlage.

Gleichzeitig werden Anlagenbetreiber kleinerer Anlagen von der bisher bestehenden technisch anspruchsvollen Pflicht nach den §§ 9, 10b, 100 Absatz 3 und 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes befreit, für die Installation der für seine Anlagen passenden Steuerungstechnik zu sorgen. Dem Grundsatz der Verantwortung des Anschlussnehmers für die elektrische Anlage hinter der Hausanschlusssicherung entsprechend, bleibt der Anlagenbetreiber gegenüber dem Messstellenbetreiber nach § 9 Absatz 1 und 1a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes dafür zuständig, den ordnungsgemäßen technischen Zustand dieser

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

elektrischen Anlage sowie der zu steuernden Erzeugungsanlagen sicherzustellen. Gleichzeitig bleiben auch die Übergangsvorschriften bis zum Einbau des intelligenten Messsystems im Erneuerbare-Energien-Gesetz enthalten (§ 9 Absatz 2, § 100 Absatz 3 Erneuerbare-Energien-Gesetz).

Absatz 5 sieht eine Ausnahme von der Ausstattungsplicht mit Steuerungstechnik nach § 29 Absatz 1 für Anlagen vor, wenn sie dauerhaft sichergestellt keinen Strom in das Netz ein-speisen und lediglich zur Eigenversorgung oder Weitergabe des Stroms außerhalb des Netzes verwendet werden. Die Notwendigkeit der Ansteuerbarkeit dieser Anlagen und damit der Ausstattung mit Steuerungseinrichtungen ist nicht gegeben, da kein Strom in das Netz eingespeist wird und die Anlagen zur Leistungsanpassung bspw. während temporärer Erzeugungsüberschüsse nicht zur Verfügung stehen. Die Ausstattungsverpflichtung mit einem intelligenten Messsystem bleibt hiervon unberührt. Die Sichtbarkeit dieser Anlagen erleichtert die Systemintegration dieser Einbaufallgruppe, deren Bezugsverhalten sich grundsätzlich von Standardlastkunden unterscheidet. Mit der Einschränkung, dass der Anlagenbetreiber frühestens vier Jahre nach Zugang der Erklärung nach Satz 1 Nummer 2 und nur nach Zugang einer Mitteilung über die beabsichtigte Aufhebung an den grundzuständigen Messstellenbetreiber die Aufhebung der Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung vornehmen kann, soll ein ständiges Hin- und Herwechseln vermieden und somit die Planbarkeit des Rollouts für die grundzuständigen Messstellenbetreiber erleichtert werden.

Zu Nummer 14 (§ 30)

Zu § 30 des Messstellenbetriebsgesetzes allgemein:

Die in § 30 geregelten Preisobergrenzen konkretisieren die wirtschaftliche Vertretbarkeit, welche nach § 29 Voraussetzung für Einbaupflichten des grundzuständigen Messstellenbetreiber sind. Die Anpassungen setzen einerseits die Ergebnisse des BMWK-Digitalisierungsberichts nach § 48 um, welcher dringlichen Handlungsbedarf für eine wirtschaftlich robuste Digitalisierung aufgezeigt hatte (Absatz 1, 3 und 5). Andererseits wird eine einfache und verlässliche Preisobergrenze für den erweiterten und aufwändigeren Messstellenbetrieb mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen definiert (Absatz 2).

Absatz 1 fasst die bislang in Absatz 1 und 2 für Letztverbraucher und Erzeugungsanlagen gesondert geregelten Preisobergrenzen für den Pflichteinbau von intelligenten Messsystemen durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber zusammen. Die Regelung gilt nur für reine „Messkonstellationen“. Müssen hingegen zusätzlich zum intelligenten Messsystem Steuerungseinrichtungen installiert werden, gilt die Spezialvorschrift in Absatz 2, welche als Bemessungsgrundlage auf Absatz 1 Bezug nimmt. Für optionale Einbaufälle regelt hinge-gen Absatz 3 gesonderte Preisobergrenzen.

Kernziel der Anpassungen in § 30 ist es, einen wirtschaftlich tragfähigen Infrastrukturausbau abzusichern, damit die Digitalisierung der Energiewende ihre Aufgabe für einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb erfüllen kann und zugleich eine gerechte Kostenverteilung anhand des Nutzens sicherzustellen. Eine solide Refinanzierung der Kosten eines effizienten Messstellenbetreibers bildet die Basis für einen wirtschaftlich nachhaltigen Rollout und leistungsfähigen Messstellenbetrieb. Nur, wenn die Finanzierung langfristig gesichert ist, wird der Aufbau der digitalen Infrastruktur robust und zukunftsfest gelingen. Die Kosten-Nutzen-Analyse der vom BMWK beauftragten Gutachter hat bestätigt, dass allein der in Geld auszudrückende, durch die Digitalisierung mögliche volkswirtschaftliche Nutzen für ein resilientes Stromsystem die anfallenden Kosten signifikant übersteigt. Die Gutachter gehen von marktseitigen Einsparungen durch eine Einsatzoptimierung der Erzeugung zwischen 1,5 und 8,1 Milliarden EUR jährlich sowie einem netzseitigen Einsparpotenzial zwischen 0,5 und 2,5 Milliarden EUR jährlich aus. Hinzu kommen erhebliche derzeit noch nicht präzise monetarisierbare Vorteile für die Systemstabilität. Kostenseitig verbleibt jedoch selbst für besonders effiziente Messstellenbetreiber - trotz der mit dem GNDEW bereits angehobenen Preisobergrenzen - eine relevante Finanzierungslücke, welche ohne ein rasches Gegensteuern das wirtschaftliche Fundament der Digitalisierung untergraben und den Rollout ausbremsen würde.

Die Anpassungen an den Kostenregelungen adressieren zum einen die im Rahmen des BMWK-Digitalisierungsberichtes identifizierten Ungleichgewichte in der Kostenverteilung, welche die Messstellenbetreiber zugunsten bestimmter Einbaufälle benachteiligen. Zum anderen werden für die neu geschaffenen Standardleistungen im Rahmen des Steuerungsrollouts neue, wirtschaftlich tragfähige Kostenregelungen notwendig.

Zu den einzelnen Anpassungen in § 30:

In Absatz 1 Nummern 1 bis 4 werden jeweils die gleichlautenden Preisobergrenzen für Erzeugungsanlagen gemäß dem bisherigen Absatz 2 integriert. Absatz 1 Nummer 4 umfasst infolge der Absenkung der Pflichtrolloutschwelle

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

bei Anlagen auf 2 Kilowatt installierter Leistung in § 29 Absatz 1 nun ebenfalls Anlagen mit einer installierten Leistung über 2 Kilowatt, soweit diese zur Erreichung der Ausstattungsquoten der installierten Leistung nach § 45 einbezogen werden müssen.. Zugleich werden die bisherigen Preisobergrenzen in § 30 Absatz 2 Nummer 1 und 2 zusammengefasst. Die Preisobergrenze wird einheitlich an die Preisobergrenze für steuerbare Verbrauchseinrichtungen (einschließlich steuerbaren Netzanschlüssen) nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes angeglichen (bisheriger Absatz 1 Nummer 5): Beides sind künftig Pflichteinbaufälle für Steuerungseinrichtungen, sodass Nummer 4 und 5 nur als Berechnungs-grundlage für die spezielle Preisobergrenze nach Absatz 2 fungieren.

Die verbleibenden Preisobergrenzen von mindestens 120 Euro brutto jährlich sind nach den Ergebnissen des BMWK-Digitalisierungsberichts gemäß § 48 zusammen mit den übrigen Anpassungen (insbesondere der Aufhebung der besonders belastenden Preisobergrenzen-Bündelungsregelung nach § 30 Absatz 5 Satz 1 der bisherigen Fassung) als wirtschaftlich angemessen zu bewerten. So liegen die gutachterlich ermittelten jährlichen Grenzkosten bei den Pflichteinbaufällen für Einbau und Betrieb eines intelligenten Mess-systems bei den effizientesten 25 Prozent der grundzuständigen Messstellenbetreiber, welche Daten zur Verfügung gestellt haben, bei rund 96 bis 114 EUR netto (114 bis 136 EUR brutto). Die Festlegung der Preisobergrenzen am oberen Rand dieses Spektrums trägt dem Umstand Rechnung, dass innerhalb der sehr heterogenen Kostenbasis der einzelnen Unternehmen ein besonders hoher Effizienzmaßstab angesetzt wurde, welcher vielen grundzuständigen Messstellenbetreibern erhebliche Anstrengungen zur Steigerung ihrer Effizienz abverlangt. Neben bestehenden Möglichkeiten (1:n-Anbindung, optimierter Rollout) werden mit dem vorliegenden Gesetz weitere Möglichkeiten zur Steigerung der Effizienz aufgezeigt, etwa durch Kooperationen und Rolloutkonsortien, welche nach § 45 künftig durch eine gemeinsame Quotenerfüllung angereizt werden. Die angepassten Preisobergrenzen können vorbehaltlich der Regelungen der im Einzelnen vereinbarten Messstellenverträge für bereits laufende Verträge bei bereits vor Inkrafttreten der Neuregelung mit intelligenten Messsystemen ausgestatteten Messstellen im Rahmen der grundsätzlich jährlich neu entstehenden Entgelte nach § 7 Absatz 1 für etwaige vertragliche Preisanpassungen mit Wirkung zum 1. Januar 2025 berücksichtigt werden. Soweit es aufgrund des Inkrafttretens des vorliegenden Gesetzes zu einer unechten Rückwirkung auf bereits laufende Messstellenverträge kommt, ist diese gerechtfertigt, um den zum Einbau nach § 29 verpflichteten grundzuständigen Messstellenbetreibern eine angemessene Refinanzierung ihrer damit verbundenen Kosten zu ermöglichen. Schützenswertes Vertrauen der Entgeltzahler in den Fortbestand der aktuellen Preisobergrenzen und Kostenregelungen besteht nicht, da bereits die geltenden §§ 48 Absatz 1 Nummer 3 und § 33 Absatz 1 Nummer 1 eine Überprüfung und erforderlichenfalls Anpassung der laufenden Entgelte vorsehen, zudem handelt es sich voraussichtlich nur um einen zeitlich äußerst begrenzten Rückwirkungszeitraum.

Absatz 2 ist gegenüber Absatz 1 die speziellere Vorschrift für „Steuerungspflichteinbaufälle“, d. h. diejenigen Fälle, in denen der grundzuständige Messstellenbetreiber gemäß § 29 Absatz 1 Nummer 2 neben intelligenten Messsystemen zusätzlich eine Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt einbauen und betreiben muss. Dieser um das Steuern über Smart-Meter-Gateways erweiterte Messstellenbetrieb beinhaltet zusätzliche Standardleistungen nach § 34 Absatz 1 Nummer 5 bis 8 und bedarf daher auch eines zusätzlichen Entgelts, das auf die Entgelte für das reine „Messen“ anfällt. Absatz 2 gilt nicht für Einbau und Betrieb von Steuerungseinrichtungen über andere technische Einrichtungen, insbesondere nicht solche nach § 9 Absatz 2 und § 100 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Die Kostenregelung besteht aus zwei Elementen: Für Einbau und Betrieb des oder der intelligenten Messsysteme wird das von Anschlussnutzer und Anschlussnetzbetreiber zu entrichtende „Messentgelt“ unter Beachtung der Preisobergrenzen von Absatz 1 und 5 gebildet. Zusätzlich kann der grundzuständige Messstellenbetreiber ein „Steuerungsentgelt“ von höchstens 100 Euro brutto jährlich erheben. Dieses ist vom Anschlussnehmer, in der Regel also vom Gebäudeeigentümer (vgl. § 2 Satz 1 Nummer 2), sowie vom Anschlussnetzbetreiber zu entrichten, wobei für jeden Schuldner eine Preisobergrenze von 50 Euro brutto jährlich gilt. In Mehrnutzerliegenschaften soll der Anschlussnehmer die Kosten im Rahmen der Nebenkosten auf die individuellen Anschlussnutzer umlegen können. Der grundzuständige Messstellenbetreiber kann das zusätzliche Steuerungsentgelt nach Absatz 2 Nummer 2 in Rechnung stellen, sobald die Steuerungseinrichtung nach § 34 Absatz 1 Nummer 5 in Betrieb genommen ist und er mit seinen Systemen in der Lage ist, die Standardleistungen nach § 34 Absatz 1 Nummer 6 bis 8 zu erbringen. Unerheblich ist hingegen, ob der Netzbetreiber oder der Anschlussnehmer bzw. Anschlussnutzer ihrerseits in der Lage sind, diese Leistungen in Anspruch zu nehmen.

Im Sinne einer einfachen und zugleich kostengerechten Regelung gilt für das Entgelt nach Nummer 2 eine einheitliche Preisobergrenze, unabhängig von den hinter dem Netzanschluss vorhandenen Anschlussnutzern, ihren Anlagen und Verbrauchseinrichtungen und ihrer Einordnung in die Pflichteinbaufallgruppen. Auf diese Weise werden komplizierte und bei Mehrnutzerliegenschaften in der Praxis für den grundzuständigen

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Messstellenbetreiber kaum mögliche Aufteilungen der Nutzung von gemeinschaftlich genutzten Steuerungseinrichtungen zu einzelnen Anschlussnutzern vermieden. Die Regelung führt zudem zu einer deutlich einfacheren und handhabbaren Umsetzbarkeit der Steuerung: Nach § 34 Absatz 1 Nummer 5 wird durch den Messstellenbetreiber lediglich eine Steuerungseinrichtung am Netzanschluss eingebaut, an welche das Smart-Meter-Gateway und die zu steuernden Einheiten (ein Energiemanagementsystem oder einzelne Anlagen und Verbrauchseinrichtungen) angebunden werden. Der Aufwand für Einbau und Betrieb der Steuerungseinrichtung für den Messstellenbetreiber ist damit stets derselbe, zugleich wird ein starker Anreiz für den Einbau von Steuerungstechnik mit digitalen Schnittstellen gesetzt und die Ausstattung einzelner Anlagen mit mehreren einzelnen Steuerboxen vermieden. Durch die Steuerung am Netzanschlusspunkt kann die Steuerung für die Anlagenbetreiber und Letztverbraucher im Ergebnis erheblich kostengünstiger und für Netzbetreiber und Marktakteure deutlich handhabbarer realisiert werden. Für den Fall, dass bei einem Anschlussnehmer ausnahmsweise weitere Steuerungseinrichtungen erforderlich werden, bleibt eine entsprechende Bestellung nach § 34 Absatz 2 Nummer 2 möglich.

Die Kostentragung der Steuerung durch den Anschlussnehmer und letzten Endes die Anlagenbetreiber und Letztverbraucher ist kostengerecht, um dem zusätzlichen Nutzen durch die Steuerungsmöglichkeit über Smart-Meter-Gateways Rechnung zu tragen. War die die marktliche Steuerung über das Smart-Meter-Gateway bislang nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 4 jeweils separat zu vergüten, ist sie nunmehr nach Maßgabe des § 34 Absatz 1 Nummer 8 ebenfalls in der Standardleistung des Messstellenbetreibers inkludiert. Kunden und deren Dienstleister können die Steuerungseinrichtung also ebenfalls beispielsweise im Rahmen der Direktvermarktung oder für das marktliche Steuern im Rahmen eines dynamischen Stromtarifs nutzen. Zudem ermöglicht die Steuerungsmöglichkeit auch bei ho-hem Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen einen raschen Netzanschluss. Dem stehen im Vergleich zu aktuell verfügbaren Steuerungslösungen gerade in Mehrnutzerliegenschaften nur sehr geringe jährliche Kosten gegenüber. Der Netzbetreiber hat ebenfalls einen hohen Nutzen von der Steuerungsmöglichkeit und wird daher im Sinne einer einfachen und gerechten Kostenteilung gleichmäßig beteiligt.

Die Bemessung der Preisobergrenze für die Steuerungseinrichtung nach § 30 Absatz 2 Nummer 2 in Höhe von insgesamt 100 Euro brutto jährlich baut auf der gutachterlichen Kostenanalyse eines fiktiven grundzuständigen Messstellenbetreibers und den entsprechenden Modellierungen auf, welche im Auftrag des BMWK in dem Gutachten „Voruntersuchung zu den Analysen und Berichten des BMWK nach § 48 MsbG“ durchgeführt wurden. Sie berücksichtigt Prämissen für die wesentlichen Kostenbestandteile, insbesondere Installations- und Hardwarekosten sowie IT- und Prozesskosten. Angesichts der Tatsache, dass derzeit noch keine mit dem Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen vergleichbare Datengrundlage über tatsächliche Kosten bei den verpflichteten Unternehmen für den Steuerungsrollout vorliegen, wurden die Beträge mit gutachterlicher Unterstützung und unter Einbeziehung von Branchenexperten konservativ unter Berücksichtigung eines Sicherheitspuffers abgeschätzt. Es wurden dabei auch Annahmen zu Inflation als auch Kostendegression durch Skalen- und Lerneffekte zugrunde gelegt. Die angesetzten jährlichen Kosten liegen überdies deutlich unter den laufenden Kosten alternativer Fernwirktechnik, welche nach den gegenwärtigen Preisblättern der Verteilernetzbetreiber regelmäßig im mittleren dreistelligen Bereich liegen. Im Ergebnis ist somit davon auszugehen, dass die angesetzte Preisobergrenze jedenfalls für den Zeitraum bis zu der erforderlichen Überprüfung mit der nächsten Kosten-Nutzen-Analyse nach § 48 Absatz 1 Nummer 3 die wirtschaftliche Vertretbarkeit sowohl für die grundzuständigen Messstellenbetreiber als auch für die Anschlussnehmer gewährleistet.

Absatz 3 enthält angepasste Kostenregelungen zum optionalen Rollout von intelligenten Messsystemen. Der BMWK-Digitalisierungsbericht hat ergeben, dass die bisher geltenden Preisobergrenzen deutlich unterhalb der Grenzkosten selbst der effizientesten grundzuständigen Messstellenbetreiber in der gutachterlichen Kostenanalyse liegen. Wären Messstellenbetreiber verpflichtet, zu diesen Preisobergrenzen auf Kundenbestellung intelligente Messsysteme zu installieren, würde dies folglich zu erheblichen wirtschaftlichen Schäden führen, die auch anderweitig nicht refinanziert werden könnten, und trotz vorhandenen Nutzens die Besteller nicht an den Kosten beteiligen. Der neu gefasste Absatz 3 sorgt da-her für eine wirtschaftlich tragfähige Anpassung dieser Preisobergrenzen.

Für diese optionalen Einbaufälle (Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von 6.000 Kilowattstunden oder weniger oder Anlagen unter 2 Kilowatt) gilt hingegen nach Absatz 3 Nummer 2 in Verbindung mit § 35 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 eine differenzierte Regelung, welche einerseits Möglichkeiten für einen breiteren Rollout schafft, andererseits die Verbraucher vor starken Kostenbelastungen schützt. Die Gesamt-Preisobergrenze beträgt hier maximal 60 Euro brutto jährlich, was der bisherigen Preisobergrenze für die Einbaugruppe 4.000-6.000 Kilowattstunden entspricht. Hiervon entfallen maximal 30 Euro auf den Letztverbraucher und 30 Euro auf

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

den Netzbetreiber. Diese Preisobergrenze kann insbesondere dann für den Messstellenbetreiber erreichbar sein, wenn er Effizienzen und Skaleneffekte im Rollout nutzt, beispielsweise bei Mehrnutzerliegenschaften neben Pflichteinbaufällen zusätzliche optionale Fälle ausstattet und dabei die Vielfachanbindung/1:n-Anbindung (§ 21 Absatz 3) nutzt. Im Falle eines dergestalt optimierten Rollouts haben die Gutachter des BMWK Skaleneffekte von rund 20 Prozent gegen-über dem im Pflichtrollout geltenden Grenzkostenniveau errechnet. Bestellt hingegen der Anschlussnutzer selbst das intelligente Messsystem sind diese Skaleneffekte für den Messstellenbetreiber nicht erreichbar, zudem entsteht Zusatzaufwand für die Neuplanung des Rollouts, zusätzliche Anfahrten etc. Diese Mehrkosten müssen durch den Besteller durch ein angemessenes Zusatzentgelt nach § 35 Absatz 1 (Einmalentgelt und „Besteller-Preisobergrenze“) ausgeglichen werden, um insgesamt ein kostendeckendes Niveau zu erreichen. Diese Regelung stellt zugleich eine Internalisierung von Kosten entsprechend dem Nutzen sowie eine volkswirtschaftlich effiziente, preisgesteuerte Allokation der begrenzten Rolloutkapazitäten sicher.

In Absatz 5 wird schließlich die bisherige Preisobergrenzen-Bündelung in Fällen aufgegeben, bei denen mehrere Zählpunkte eines Anschlussnutzers mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden. Der Digitalisierungsbericht des BMWK nach § 48 hat deutlich gezeigt, dass die Regelung nicht nur ihren verbraucherschützenden Zweck verfehlt, sondern zu erheblichen ungerechtfertigten Belastungen der grundzuständigen Messstellenbetreiber führt. Das vorbereitende Gutachten entdeckte hier mit rund 470 Millionen Euro die im Vergleich zu allen anderen Fällen größte Wirtschaftlichkeitslücke, denn tatsächliche Kosten und gesetzlicher Ansatz fielen hier in hohem Maße auseinander. Änderungen an dieser Regelung sind daher für eine gerechte Kostenverteilung geboten und bieten für die Wirtschaftlichkeit des Rollouts zugleich auch den größten Hebel. Insbesondere hat die Voruntersuchung offengelegt, dass die laufenden Prozesskosten (z.B. für die Smart-Meter-Gateway-Administration) gegenüber den Hardwarekosten dominieren und derzeit den wesentlichen Kostentreiber für den Messstellenbetreiber darstellen. Im Ergebnis muss ein grundzuständiger Messstellenbetreiber mehrere intelligente Messsysteme für den Preis von einem, zuzüglich der Zählerkosten, betreiben. Auch wenn eine Vielfachanbindung von mehreren Zählern an ein Smart-Meter-Gateway (1:n) Einsparpotenziale bringt, rechtfertigen diese bei Weitem nicht den durch die Bündelungsregelung gewährten „Mengenrabatt“ auf die Messentgelte. Umgekehrt hängt die Anzahl der bei einem Kunden anzubindenden Zähler in der Regel von dessen Gestaltung ab. Gestaltungsmöglichkeiten könnten etwa darin liegen, für den Allgemeinstromverbrauch kein intelligentes Messsystem zu verlangen, bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes das „Modul 1“ ohne gesonderte Verbrauchserfassung für die Wallbox und die Wärmepumpe zu wählen oder alle steuerbaren Verbrauchseinrichtungen über einen gemeinsamen zusätzlichen Zähler zu messen (Kaskadenmessung). Auch in komplexen Prosumer-Konstellationen sind in der Regel Messkonzepte mit maximal zwei Zählern umsetzbar. Es ist daher konsequent und kostengerecht, es künftig in Mehrzählerkonstellationen bei der Grundregel nach Absatz 1 zu belassen, dass die jeweiligen Preisobergrenzen zählpunktbezogen („für jeden Zählpunkt“) anzuwenden sind.

Gesondert zu bewerten sind hingegen Fälle, in denen ein Zählpunkt eines Anschlussnut-zers mehrere Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme nach Absatz 1 oder Absatz 3 verwirklicht (Einzählerkonstellationen). Zu denken wäre an besondere Fälle von Überschusseinspeisung und hohem Stromverbrauch, in denen lediglich ein Zweirichtungszähler am Netzanschlusspunkt verbaut ist. Hier bliebe es bei einem intelligenten Messsystem (=Smart-Meter-Gateway plus ein Zähler), sodass es angemessen erscheint, lediglich die höchste fallbezogene Preisobergrenze (POG) zu veranschlagen. Auch bei Steuerungseinbaufällen nach Absatz 2 kommt es zu einer Bündelung, d. h. es wird nur eine Steuerungs-einrichtung am Netzanschluss bereitgestellt und durch den Anschlussnehmer mit einem pauschalen Zusatzentgelt vergütet. Es ist in der Regel problemlos möglich, mehrere Anla-gen und Verbrauchseinrichtungen über eine Steuerungseinrichtung zu regeln, ggf. unter Zwischenschaltung eines kundeneigenen Heim-Energiemanagementsystems (HEMS). Hierdurch wird eine einfache, kundenfreundliche und energiewirtschaftlich zukunftsfeste Steuerungsinfrastruktur aufgebaut.

Absatz 6 enthält Folgeanpassungen zu § 33.

Zu Nummer 15 (§ 31)

Zu Buchstabe a

In § 31 des Messstellenbetriebsgesetzes erfolgen Klarstellungen und Folgeänderungen. In Absatz 1 wird klargestellt, dass die Anwendungsupdates zum Ende des agilen Rollouts bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 zu erfolgen haben. Der bisherige Wortlaut war diesbezüglich nicht eindeutig, vielmehr ergab sich das Fristende nur aus der systematischen Auslegung in Verbindung mit § 19 Absatz 5. Dieser regelt die übergangsweise

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zulässigkeit der Weiternutzung von nicht-zertifizierten Messsystemen über den Beginn des Pflichtrollouts (d.h. das Ende des agilen Rollouts) hinaus ab dem 31. Dezember 2025. Folglich ist dieser Stichtag auch für § 31 maßgeblich.

Zu Buchstabe b

Absatz 2 enthält Folgeänderungen zur Klarstellung in § 3, indem die bezüglich § 35 miss-verständliche Formulierung „Preisobergrenzen“ bereinigt wird.

Zu Nummer 16 (§ 32)

In Absatz 1 wird die Preisobergrenze für moderne Messeinrichtungen (d.h. Einbaufälle nach § 29 Absatz 3, in denen standardmäßig kein Smart-Meter-Gateway installiert wird) um fünf Euro brutto jährlich angehoben. Dies trägt den seit Inkrafttreten des Messstellenbetriebsgesetzes im Jahr 2016 gestiegenen Kosten der grundzuständigen Messstellenbetreiber Rechnung. Bei der Anpassung in Absatz 2 handelt es sich um Folgeänderungen zu den Änderungen in § 33 MSbG.

Zu Nummer 17 (§ 33)

Zu Buchstabe a bis Buchstabe c b

Die Neuregelung des § 33 des Messstellenbetriebsgesetzes ist notwendige Konsequenz des Systemwechsels bei der Netzentgeltregulierung. Obliegt deren Regulierung der Bundesnetzagentur, ist es konsequent, der Bundesnetzagentur auch eine Regulierung der Messentgelte jedenfalls so lange zu ermöglichen, wie die Digitalisierung der Energiewende zuvorderst Systemaufgaben erfüllt und die Finanzierungsverantwortung zu einem Großteil beim Netzbetrieb angesiedelt ist. Die Neuregelung setzt also den Weg des GNDEW fort und gibt Anpassungen von Preisobergrenzen, Vermutungstatbeständen bei den Zusatzleistungen, Regelungen zu Kostenaufteilungen zwischen Netzbetrieb auf der einen und An-schlussnehmer-/nutzer-/Anlagenbetreiber auf der anderen Seite in die Hände der Bundesnetzagentur (Absatz 1 Nummer 1). Gleiches gilt für die regulatorische Handhabe von besonderen Kostenbelastungen im Zusammenhang mit dem Auffangmessstellenbetrieb (Ab-satz 1 Nummer 2). Absatz 2 enthält ein fakultatives Berücksichtigungsgebot zugunsten des Berichts des BMWK nach § 48 und stellt als Regelung damit sicher, dass alle relevanten Aspekte in die Regulierung der Preisobergrenzen einfließen können, ohne die europarechtlich verbürgte Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur einzuschränken. Die verbraucherschützenden Regelungen des Absatzes 3 bleiben unangetastet.

Zu Nummer 18 (§ 34 und § 35)

Damit die Steuerbarkeit in den gesetzlich vorgesehenen Fällen rasch und effizient tatsächlich hergestellt werden und als Flexibilitätspotenzial sicher berücksichtigt werden kann, wird der Einbau und Betrieb der notwendigen technischen Infrastruktur (intelligentes Messsystem mit Steuerungseinrichtungen) nunmehr einheitlich und anhand eines in §§ 29 und 45 konkret geregelten Fahrplans dem Messstellenbetreiber zugewiesen, welcher sich ganz auf die systemseitigen Anforderungen konzentriert.

§ 34 Absatz 1 Nummer 5 bis 8 des Messstellenbetriebsgesetzes regeln die Standard-leistungen im erweiterten Messstellenbetrieb für die Fälle, in denen der Messstellenbetreiber gemäß § 29 Absatz 1 Nummer 2 zusätzlich zu intelligenten Messsystemen auch verpflichtet ist, die Steuerbarkeit von Anlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen über Smart-Meter-Gateways herzustellen. Die neue Nummer 5 regelt den Einbau der notwendigen Steuerungseinrichtungen, während die Datenkommunikation in Nummer 6 bis 8 geregelt wird, welche derzeit nur als Zusatzleistungen anzubieten sind. Diese Standardleistungen sind folglich nicht zu erbringen, wenn nur intelligente Messsysteme ohne Steuerungseinrichtung zu verbauen sind. Die Definition von Standardleistungen für den erweiterten Messstellenbetrieb (Einbau und Betrieb von Steuerungseinrichtungen) ist eine notwendige Konsequenz aus der Weiterentwicklung des bisherigen Smart-Meter-Rollouts hin zu einem Smart-Grid-Rollout, der neben der Ausstattung mit intelligenten Messsystemen für eine Vielzahl der Pflichteinbaufälle auch den Einbau von Steuerungstechnik vorsieht. Für eine gesetzliche Einbaupflicht der Steuerungstechnik ist die Ausgestaltung einer verpflichtenden Standardleistung genau wie eine gesetzliche Konkretisierung durch angemessene Preisobergrenzen nach § 30 Absatz 2 erforderlich, um die wirtschaftliche Vertretbarkeit für die grundzuständigen Messstellenbetreiber ebenso wie für die Entgeltschuldner sicherzustellen.

Die neue Nummer 5 sieht dabei ebenso wie § 29 Absatz 1 Nummer 2 vor, dass der Messstellenbetreiber als Standardleistung lediglich eine Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt bereitstellen muss. Durch die

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Steuerung am Netzanschluss statt des Einbaus von zahlreichen Steuerungseinrichtungen an Einzelanlagen wird ein kostengünstiger und ressourcen-sparender Steuerungsrollout ermöglicht. Die netzanschlussbezogene Steuerung ist auch operativ handhabbarer und belässt den Kunden Freiheiten für eine lokale Optimierung hinter dem Netzanschluss. Der Messstellenbetreiber ist zudem, soweit erforderlich, zur informationstechnischen Anbindung an das Smart-Meter-Gateway und zur Parametrierung und Konfiguration des Smart-Meter-Gateways und Steuerungseinrichtung verpflichtet. Auch beim Ausstattungszeitpunkt an der Messstelle vorhandene, zu steuernde Einrichtungen (einschließlich Energiemanagementsysteme) sind informationstechnisch an die Steuerungseinrichtung anzubinden. Die Anbindungsverpflichtung umfasst die Herstellung der Kommunikationsverbindung zur Steuerungseinrichtung am Zählerplatz beziehungsweise am Hausanschlussraum, nicht jedoch etwaige Vorbereitungsmaßnahmen in der Kundenanlage, etwa die Verlegung von Datenkabeln bis zum Hausanschlussraum. Nimmt der Anlagenbetreiber nach der Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen neue zu steuernde Einrichtungen in Betrieb, obliegt ihm hingegen die informationstechnische Anbindung an die vorhandene Steuerungseinrichtung bzw. das Energiemanagementsystem. In der Praxis wird dieser Schritt regelmäßig ohne großen Aufwand durch den Kundeninstallateur, der beispielsweise eine neue Solaranlage in Betrieb nimmt, erledigt werden können.

Nummern 6 bis 8 entsprechen im Wesentlichen den bisherigen Zusatzleistungen in § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 bis 4.

Die Regelung in § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 wird zur Umsetzung von Artikel 20 der novellierten Gasbinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2024/1788 ergänzt um einen Anspruch auf eine individuelle Ausstattung mit intelligenten Messsystemen für Gas. Einer gesonderten Beauftragung bedarf es nicht, soweit die Anbindungsverpflichtung für den Gaszähler nach § 40 greift.

Die Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 bis 4 gehen in den neuen Standardleistungen § 34 Absatz 1 Nummer 6 bis 8 auf.

Die Möglichkeit, den Messstellenbetreiber mit dem Einbau von Steuerungstechnik über die Ausstattungspflicht nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 hinaus oder bei optionalen Einbaufällen nach § 29 Absatz 2 zu beauftragen, sieht § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 vor.

Bei der Erweiterung der Zusatzleistung nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 8 um die schwarzfallrobuste Ausführung der Ausstattung von Messstellen mit Mess- und Steuerungseinrichtungen handelt es sich um eine Folgeänderung zur neuen Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur nach § 47 Absatz 3 Nummer 2, in der Buchstabe a) eine entsprechende Möglichkeit zur verpflichtenden Beauftragung des Netzbetreibers der dies umfassenden Zusatzleistung nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 8 vorsieht.

Mit dem neu eingefügten § 34 Absatz 2 Satz 4 wird einerseits geregelt, dass eine individuelle Ausstattung auf Bestellung mit intelligenten Messsystemen nach Satz 2 Nummer 1 innerhalb von vier Monaten auf Beauftragung durch den Messstellenbetreiber umgesetzt werden muss. Andererseits wird jedoch klargestellt, dass derartige individuelle Ausstattungen auf Bestellung nicht dazu führen dürfen, dass auch nach den EU-rechtlichen Vorgaben vorrangige Pflichtroll-out-Einbaufälle nach § 29 Absatz 1 durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber depriorisiert werden müssen, um die Viermonatsfrist „um jeden Preis“ zu halten. Besteht insbesondere aufgrund der Vielzahl der Bestellungen bei optionalen Einbaufallgruppen oder Pflichteinbaufällen, welche nach § 45 Absatz 1 erst zu einem späteren Zeitpunkt auf die Ausstattungsquoten anzurechnen sind, die Gefahr, dass die Ausstattungspflichten nach § 45 nicht erreicht werden können, ist der grundzuständige Messstellenbetreiber berechtigt, im erforderlichen Umfang Kundenbestellungen vorübergehendzurückzustellen. Er bleibt jedoch weiterhin zur schnellstmöglichen Erledigung verpflichtet. Für die nach Absatz 2 Satz 5 erforderliche Gefährdung ist dabei ein weiter Maßstab anzuwenden. Es bedarf insbesondere keiner direkten Kausalität zwischen einem einzelnen Auftrag und dem Risiko einer Verfehlung der Pflichtrolloutquoten. Es genügt vielmehr, wenn der Messstellenbetreiber nachvollziehbar darlegt, dass die Anzahl der vorliegenden Kundenbestellungen innerhalb eines Planungszeitraums des Messstellenbetreibers (beispielsweise eines Quartals) im Verhältnis zu den geplanten Pflichtausstattungen außer Verhältnis steht, sodass der Messstellenbetreiber diese Bestellungen voraussichtlich nicht fristgemäß erfüllen kann, ohne Kapazitäten vom Pflichtrollout abzuziehen. Es obliegt dem Messstellenbetreiber, das Vorliegen einer Gefährdung der Pflichteinbauvorgaben konkret und nachvollziehbar darzulegen und zusätzlich präzise und verbindlich mitzuteilen, wann der Einbauwunsch umgesetzt werden kann (Absatz 2 Satz 6). Die Regelung unterliegt darüber hinaus gemäß § 76 der Aufsicht durch die Bundesnetzagentur. Hierzu kann die Bundesnetzagentur sich insbesondere auf die im Rahmen des Monitorings nach § 77 in Verbindung mit § 35 des

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Energiewirtschaftsgesetzes abgefragten Einbauzahlen stützen oder anlassbezogen Einbaufallzahlen bei einzelnen Unternehmen abfragen.

Bei der **Anpassung** in **§ 35** Absatz 1 Satz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes handelt es sich einerseits um eine Klarstellung des bisherigen Regelungsansatzes, wonach § 35 Ab-satz 1 Satz 2 eine Vermutung bezüglich der Angemessenheit der Kosten vorsieht. Wie ins-besondere bereits aus dem bisherigen Wortlaut von § 35 Absatz 1 Satz 2 hervorging, handelt es sich gerade nicht um Preisobergrenzen, wie sie §§ 30 und 32 statuieren. Die insofern missverständliche Regelung in § 3 Absatz 1 Satz 5 wird ebenfalls entsprechend angepasst. Andererseits wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die bisherigen Zusatzleistungen im Zusammenhang des Steuerns künftig nach § 34 Absatz 1 als Standardleistungen eingeordnet werden, sodass es der entsprechenden Vermutungsregelungen nicht mehr bedarf. Satz 2 stellt künftig nur noch eine Vermutungsregelung für das angemessene Entgelt für eine vorzeitige Ausstattung auf Bestellung für Zählpunkte der Sparte Elektrizität (bisher Nummer 1) sowie für den Anspruch auf Überlassung aller erhobenen Messwerte auch an weitere beauftragte Dritte (bisher Nummer 3) auf. Diese entspricht den Ergebnissen des Digitalisierungsberichts und stellt eine angemessene Kostenbeteiligung des Bestellers an den Zusatzkosten für eine individuelle Ausstattung außerhalb des Rollouts sicher. Die übrigen in Nummer 2 bis 5 genannten Vermutungstatbestände für Zusatzleistungen werden als Ergebnis des BMWK-Digitalisierungsberichts aufgehoben, sodass es bei der Grundregel nach Satz 1 verbleibt, dass vom grundzuständigen Messstellenbetreiber ein angemessenes Zusatzentgelt erhoben werden darf. So hat der Digitalisierungsbericht ergeben, dass eine auch nur indikative Bepreisung dieser Leistungen mangels praktischer Umsetzungserfahrungen derzeit noch nicht möglich ist. Zugleich wird durch die Aufhebung der Vermutungstatbestände die Möglichkeit gestärkt, durch Pakete oder ein modulares Baukastensystem eine kundenfreundlichere Bereitstellung von Zusatzleistungen zu ermöglichen. Schließlich wird hierdurch der wettbewerbliche Messstellenbetrieb gestärkt. Auch für die vorzeitige Ausstattung auf Bestellung von Zählpunkten der Sparte Gas, welche ab 2026 ebenfalls von § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 umfasst ist, bleibt es kostenseitig bei der Grundregel nach Absatz 1 Satz 1, d.h. der Angemessenheitskontrolle.

Die Entfernung des bisherigen Absatzes 3 stellt eine redaktionelle Bereinigung dar, weil diese Regelung mittlerweile abschließend in § 45 Absatz 1 Satz 4 geregelt ist.

Die Regelung in § 35 Absatz 4 ist an die neue Ausgestaltung des § 33 als Festlegungs-kompetenz der Bundesnetzagentur anzupassen.

Zu Nummer 19 (§ 36)

Zu Buchstabe a

Mit der Ersetzung des Begriffs Preisobergrenzen in § 36 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes wird klargestellt, dass es sich bei den in § 35 genannten Entgelten um widerlegliche Vermutungen handelt.

Zu Buchstabe b

In der Regelung des § 36 Absatz 3 zur Duldungspflicht und zum Änderungsverbot des Anschlussnehmers und des Anschlussnutzers bei Einbau eines intelligenten Messsystems ist als Folgeanpassung zur Weiterentwicklung des Rollouts hin zu einem Smart-Grid-Rollout (§ 29 Absatz 1 Nummer 2) auch die entsprechende Steuerungstechnik aufzunehmen.

Bei der Streichung des Verweises auf die Anbindung von Erzeugungsanlagen nach § 40 handelt es sich um eine Folgeanpassung aufgrund der Streichung des § 40 Absatz 1.In der Regelung des § 36 Absatz 3 zur Duldungspflicht und zum Änderungsverbot des Anschlussnehmers und des Anschlussnutzers bei Einbau eines intelligenten Messsystems ist als Folgeanpassung zur Weiterentwicklung des Rollouts hin zu einem Smart-Grid-Rollout (§ 29 Absatz 1 Nummer 2) auch die entsprechende Steuerungstechnik aufzunehmen.

Bei der Streichung des Verweises auf die Anbindung von Erzeugungsanlagen nach § 40 handelt es sich um eine Folgeanpassung aufgrund der Streichung des § 40 Absatz 1.

Zu Nummer 20 (§ 37)

Zu Buchstabe a

Mit § 37 Absatz 1 Satz 3 des Messstellenbetriebsgesetzes wird festgelegt, dass grund-zuständige Messstellenbetreiber die Preisangaben für Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 in ihren Preisblättern mindestens alle zwei Jahre

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

überprüfen und erforderlichenfalls anzupassen haben. Da die zu veröffentlichenden Informationen nach Absatz 1 Satz 1 jährlich aktualisiert werden, entspricht dies bereits der Praxis. Die insofern klarstellende Regelung dient insbesondere der Umsetzung von europarechtlichen Vorgaben nach Artikel 21 Ab-satz 2 Buchstabe c der Richtlinie (EU) Nr. 944/2020 beziehungsweise der entsprechenden Vorschrift für Erdgas in Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe c der Richtlinie (EU) 2024/1788, welche eine regelmäßige Überprüfung der Kosten für den Einbau von intelligenten Mess-systemen auf Kundenwunsch erfordern. Im Übrigen sind die dort geregelten Informationspflichten bereits über § 37 Absatz 1 Satz 1 umgesetzt.

Zu Buchstabe b

Mit der Anpassung in § 37 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes der Frist für das Informationsschreiben des Messstellenbetreibers wird ein stärkerer zeitlicher Zusammen-hang zwischen der Information und der tatsächlichen Ausstattung hergestellt. Zudem ist das Informationsschreiben um einen Hinweis auf die neu eingeführte „Haltefrist“ nach § 5 Absatz 1 Satz 2 zu ergänzen.

Zu Nummer 21 (§ 40)

Die besondere Anbindungsverpflichtung nach § 40 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes für Erzeugungsanlagen bei Gelegenheit der Ausstattung des Zählpunkts mit einem Smart-Meter-Gateway hat keinen relevanten Anwendungsbereich mehr infolge der Ausweitung des Pflicht-Rollouts auf PV-Anlagen ab 2 kW nach § 29 Absatz 1 Nummer 2. Ein Anwendungsbereich für die Anbindungsverpflichtung verbleibt für die Ausstattung von Zählpunkten der Sparte Gas mit intelligenten Messsystemen. Durch die unverändert fortgeltende Anbindungspflicht für Gaszähler werden – in Verbindung mit der bereits vorhandenen technischen Regelung nach § 20 Absatz 2 – die Vorgaben nach Artikel 17 der novellierten EU-Gasbinnenmarktrichtline (Richtlinie 2024/1788) umgesetzt. Wie von Artikel 17 Absatz 2 Satz 1 der Richtlinie vorgesehen, beruht der Rollout im Gasbereich in Deutschland auf der vorhandenen und weiterhin gültigen Kosten-Nutzen-Analyse zum Einbau von intelligenten Messsystemen, die bereits dem ursprünglichen Messstellenbetriebsgesetz zugrunde lag.

Zu Nummer 22 (§ 45)

Mit den Änderungen in § 45 Absatz 1 werden die zeitlichen und quotalen Vorgaben an den grundzuständigen Messstellenbetreiber im Rahmen des Pflichtrollouts nach § 29 Absatz 1 und 2 angepasst. Übergeordnete Zielvorgabe ist es dabei, den Rollout stärker auf die Bedürfnisse der Systemsicherheit zu fokussieren. Zugleich wird der Schwerpunkt auf neu in Betrieb genommene Anlagen gelegt, um den Zubau von EEG-Anlagen zu flankieren und unter Umständen aufwendigere Ausstattungen von Bestandsanlagen zeitlich nach hinten zu verlagern. Dabei ist weiterhin spätestens am 1. Januar 2025 der Rollout-Start durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber verpflichtend. Unverändert gilt auch wie bislang für große Erzeugungsanlagen ab 100 Kilowatt bzw. bei Großverbrauchern nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 mit einem Jahresstromverbrauch über 100 000 Kilowattstunden, dass der Rollout spätestens im Jahr 2028 starten muss.

Der in § 29 angelegte Weiterentwicklung des reinen Smart-Meter- hin zu einem Smart-Grid-Rollout ist konsequenterweise auch im gesetzlichen Rollout-Fahrplan nach § 45 Rechnung zu tragen. Mit dem erfreulich zunehmenden Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung werden Lastflexibilität und die Steuerbarkeit von Erzeugungsanlagen in Spitzenzeiten zunehmend zum entscheidenden Faktor für die Systemsicherheit: Experteneinschätzungen rechnen bis 2032 bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung mit bis zu 36 GW gleichzeitiger Spitzenlast, denen erzeugungsseitig eine gleichzeitig zu erwartende Leistung von rund 63 GW gegenüber steht. Hierdurch wird verdeutlicht, dass die Digitalisierung der Energiewende unverzichtbar für einen wirtschaftlich und operativ resilienten Systembetrieb insbesondere auch in Zeiten temporärer Erzeugungsüberschüsse ist.

Um diesen neuen Herausforderungen für das Stromsystem Rechnung zu tragen, fokus-siert der Rollout-Fahrplan für Erzeugungsanlagen nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 zukünftig nicht mehr auf die Einbauzahlen. Stattdessen wird die installierte steuerbare Leistung das maßgebliche Kriterium für die zu erfüllende Quote. Danach müssen grundzuständige Messstellenbetreiber nunmehr 90 Prozent der installierten Leistung der in den jeweiligen Zweijahresscheiben neu in Betrieb genommenen EE-Anlagen ausstatten, um vorrangig eine Pflichtausstattung bei Anlagen vorzusehen, bei deren technischer Ausstattung und Installation typischerweise bereits die Anbindung an Steuerungseinrichtungen mitgedacht und entsprechend vorbereitet wurde, etwa durch das Verlegen von Leerrohren vom Zählerschrank zum Dach. Hierdurch kann in der Skalierungsphase die Anzahl von Installationsabbrüchen

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

möglichst geringgehalten werden. Zugleich wird hierdurch die insgesamt nichtsteuerbare Leistung im Wesentlichen auf dem jetzigen Niveau zu halten.

So sieht beispielsweise § 45 Absatz 1 Nummer 2 für Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 100 Kilowatt vor, dass 90 Prozent der seit Inkrafttreten dieses Gesetzes bis zum 30. September 2026 neu in Betrieb genommenen Anlagen bis Ende 2026 mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen auszustatten sind. Anlagen die nach dem 30. September in Betrieb genommen wurden sind für die bis Jahresende zu erreichende Quote nicht zu betrachten. Damit berücksichtigt die Regelung die einmonatige Meldefrist ab Inbetriebnahme zum Marktstammdatenregister für EE-Anlagen nach § 5 Absatz 5 MaStRV und sieht zugleich darüber hinaus noch einen angemessenen zeitlichen Spielraum vor. Hierdurch wird verhindert, dass der eigentlich gesetzeskonform ausrollende grundzuständige Messstellenbetreiber unverschuldet eine gesetzliche Quote nach § 45 Absatz 1 verfehlt, falls beispielsweise eine große Anzahl neuer EE-Anlagen zum Ende des Jahres in Betrieb genommen werden. Dieselbe Logik der verpflichtend zu erreichenden Rollout-Quoten gilt grundsätzlich für alle EE-Anlagen.

Im Hinblick auf die weitere zu erwartende Steigerung der zusätzlichen Pflichteinbaufälle im Bereich der kleineren EE-Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 25 Kilowatt um bis zu 5 Millionen bis 2030, ist nach § 45 Absatz 1 über alle Rollout-Gruppen hinweg als Ziel-jahr des Rollout-Fahrplans das Jahr 2032 ins Auge zu fassen. Zum Ende dieses Zieljahres müssen dann 90 Prozent der installierten Leistung aller EE-Anlagen, also auch Bestands-anlagen, ausgestattet worden sein. Nach dem 1. Oktober 2030 neu in Betrieb genommen Anlagen fallen ebenfalls unter die 90 Prozent der bis Ende 2032 insgesamt zu betrachten-de installierte Leistung.

Für Bestandsanlagen ist nach Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe neben dem Jahr 2032 eine weitere Quote beachtlich: Bis Ende des Jahres 2028 müssen insgesamt mindestens 50 Prozent der im Zeitraum vom 1. Januar 2018 bis zum Inkrafttreten des Gesetzes neu in Betrieb genommenen installierten Leistung ausgestattet worden sein. Hierbei handelt es sich um hinreichend moderne Anlagen, die bereits mit moderner Steuerungstechnologie kompatibel sind und entsprechend auch im Wesentlichen ohne Anpassungen in der Kundenanlage angebunden werden können.

Mit Blick auf die nach Absatz 1 Nummer 3 und 4 für Letztverbraucher geltenden Rollout-Quoten wird ebenfalls im Interesse eines klar gefassten Rechtsrahmens eine Ausstattungsquote von 90 Prozent eingeführt. Diese Quote bezieht sich wie bislang auf die insgesamt ausgestatteten Messstellen. Im Übrigen folgen die Regelungen grundsätzlich derselben Systematik wie bei EE-Anlagen nach Absatz 1 Nummer 1 und 2, d.h. vorrangig sind neue Messstellen zu denselben Stützjahren 2026, 2028 und 2030 auszustatten, die dem-entsprechend über steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG auf dem neuesten Stand der Technik verfügen und effizienter angebunden werden können. Eine Ausnahme gilt im Hinblick auf Absatz 1 Nummer 4 Buchstabe a, der im Gleichklang mit dem bislang geltenden gesetzlichen Rollout-Fahrplan eine Ausstattungsquote in Höhe von 20 Prozent aller insgesamt auszustattenden Messstellen mit Letztverbrauchern vorsieht, also solchen Messstellen, die über steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG verfügen oder die einen Jahresstromverbrauch von über 10.000 bis zu 100 000 Kilowattstunden aufweisen. Hierdurch wird trotz der Neukonzeptionierung des Rollout-Fahrplans für den Start des Pflicht-Rollouts Kontinuität und Planungssicherheit gewährleistet.

Mit dem neuen § 45 Absatz 3 werden grundzuständige Messstellenbetreiber dazu angehalten, ihre Rollout-Planung noch stärker an den Bedürfnissen der Netzbetreiber auszurichten und damit den Netznutzen der Digitalisierung weiter zu erhöhen. Zu diesem Zweck sieht Satz 1 daher vor, dass sich grundzuständige Messstellenbetreiber zur Erfüllung ihrer Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 regelmäßig mit den für ihr Netzgebiet zuständigen Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreibern abzustimmen und deren netzbetriebliche Anforderungen angemessen zu berücksichtigen haben. Die Abstimmung zwischen den Akteuren kann nach Satz 2 auch durch sog. „Rollout-Vereinbarungen“ formalisiert werden. Im Unterschied zu einer Einzelbestellung intelligenter Messsysteme durch den Netzbetreiber, welche bereits bislang nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 möglich war, würde eine solche Rollout-Vereinbarung typischerweise bis zum Ende eines Rolloutzyklus laufen und damit eine systematische Ausstattung statt punktueller Einzelanfahrten erlauben.

In Rollout-Vereinbarungen können nach Satz 3 insbesondere Regelungen über die zeitliche oder örtliche Priorisierung von Einbaufällen sowie über Ausstattungspflichten des grundzuständigen Messstellenbetreibers getroffen werden, welche über die Verpflichtungen nach § 29 Absatz 1 oder die in Absatz 1 genannten Vorgaben hinausgehen. In der Vereinbarung kann zudem etwa vorgesehen werden, dass Netzbetreiber die Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen auch bei optionalen Einbaufällen

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

veranlassen können, um z.B. Netzbetrieb und Netzplanung zu verbessern. Die durch eine langfristige Bestellung zusätzlich einbezogenen Fälle würden faktisch Teil des Pflichtrollouts, der je nach netzseitiger Notwendigkeit bis zu einem Vollrollout erweitert werden könnte. Eine Unterschreitung der Verpflichtungen nach § 29 Absatz 1 oder der in Absatz 1 genannten Vorgaben kann hingegen nicht wirksam Gegenstand einer Rollout-Vereinbarung werden.

Soweit Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 33 Absatz 1 dies vorsehen, können nach Satz 4 Rollout-Vereinbarungen zudem von § 30 abweichende Messentgelte der Netzbetreiber und entsprechend höhere Gesamtpreisobergrenzen vorsehen.

Der neu eingefügte § 45 Absatz 4 sieht vor, dass die Bundesnetzagentur auf ihrer Internet-seite regelmäßig unternehmensindividuelle sowie aggregierte Kennzahlen zum Fortschritt der jeweiligen Verpflichteten in Bezug auf die zu erreichenden Ausstattungsziele nach Ab-satz 1, einschließlich etwaiger darin enthaltener Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse ver-öffentlichen kann. Die Weiterentwicklung vom Mess- zum Smart-Grid-Rollout macht ein wesentlich engmaschigeres und möglichst aktuelles Monitoring der Entwicklung des Rollouts notwendig, um zügiger auf mögliche Fehlentwicklungen reagieren zu können. Um die Öffentlichkeit über die Entwicklungen des Rollouts präzise und zeitnah zu informieren, ist nunmehr vorgesehen, dass die Bundesnetzagentur die bisher auch bereits für den Monitoring-Bericht nach § 77 MsbG i.V.m. § 35 EnWG gewonnenen Daten in Anlehnung an § 23b EnWG auch einschließlich etwaiger darin enthaltener Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse unternehmensbezogen auf ihrer Internetseite veröffentlichen kann.

Zu Nummer 23 (§ 47)

Die Änderungen in § 47 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes dienen der Korrektur fehlerhafter Verweise.

Die Ergänzung in § 47 Absatz 2 Nummer 4 gibt der Bundesnetzagentur die Festlegungs-kompetenz, um die Rolle des Auffangmessstellenbetreibers angesichts der zusätzlich gestärkten Bedeutung des Auffangmessstellebetreibers nach § 12 Absatz 2g des Energiewirtschaftsgesetzes weiter auszugestalten. Bei der Anpassung in § 47 Absatz 2 Nummer 11 handelt es sich um eine Folgeänderung zu den Anpassungen in den § 33.

Die Festlegungskompetenz nach § 47 Absatz 3 Nummer 1 ist aufgrund des besonderen sachlichen Zusammenhangs der Bestimmung, welche Mess- und Steuerungsvorgänge von energiewirtschaftlicher Relevanz sind, für die Resilienz der Digitalisierung der Energiewende systematisch neu einzuordnen.

Mit dem neu eingefügten § 47 Absatz 3 Nummer 2 erhält die BNetzA die Befugnis, per Festlegung die Digitalisierung der Energiewende durch die schwarzfallrobuste Anbindung von Netzanschlüssen abzusichern. Bereits mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) hat der Gesetzgeber das Erfordernis gesehen, die Digitalisierung auf der Niederspannungsebene selbst robuster zu gestalten und damit die Resilienz des Stromsystems insgesamt zu steigern. In Zeiten zunehmender geopolitischer Spannungen ist gerade die Resilienz der Energieversorgung von besonderer Bedeutung. Das Thema der Resilienz des Energiesystems gewinnt auch auf europäischer Ebene zunehmend an Bedeutung, wie beispielsweise der EU Aktionsplan zur Digitalisierung des Energiesystems (2022), die NIS2-Richtlinie (2023), der Cyber Resilience Act (bedarf noch der Annahme durch den Rat der Europäischen Union) und der Net-Zero Industry Act (Ver-ordnung (EU) 2024/1735) belegen.

Der Digitalisierungsbericht nach § 48 hat gezeigt, dass die Vorhaltung der energiewirtschaftlichen Datenkommunikation mit dezentralen flexiblen Anlagen im Schwarzfall für eine resiliente Digitalisierung der Energiewende notwendig sein kann. Dieses Ergebnis greift die neu geschaffene Festlegungskompetenz der BNetzA in § 47 Absatz 3 Nummer 2 auf und erteilt der BNetzA die Befugnis, eine schwarzfallrobuste Anbindung von Messstellen in zeitlicher und inhaltlicher Hinsicht näher auszugestalten. Das Thema Schwarzstart-fähigkeit wird auch in der Roadmap Systemstabilität des BMKW behandelt. Beide Prozesse sind bei der Umsetzung zusammenzuführen.

Nach der Regelung in § 47 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe a kann die Bundesnetzagentur insbesondere festlegen, dass Netzbetreiber bei allen oder bestimmten Messstellen mit Smart-Meter-Gateways bei Messstellenbetreibern als Zusatzleistung nach § 34 Absatz 2 Nummer 11 die schwarzfallrobuste Ausführung der Ausstattung von Messstellen mit Mess- und Steuerungseinrichtungen nach diesem Gesetz beauftragen müssen. Das heißt, Messstellenbetreiber und Netzbetreiber können verpflichtet sein, gemeinsam die Infrastruktur für die schwarzfallrobuste Anbindung aufzubauen und zu nutzen. Die Bundesnetzagentur kann dabei insbesondere auch den prozentualen Umfang der Gesamtzahl der auszustattenden oder ausgestatteten Messstellen bestimmen, in dem Messstellen schwarzfallrobust über intelligente Messsysteme angebunden sein müssen. Die Festlegung, konkrete, im

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Einzelfall von der Bundesnetzagentur benannte Messstellen schwarzfallrobust anzubinden, ist zwar grundsätzlich möglich, dürfte aber die seltene Ausnahme darstellen.

Zugleich ist sie auch befugt, den zeitlichen Horizont zur Errichtung dieser besonders systemdienlichen Messstellen zu bestimmen. Dabei ist u.a. der zeitnahen Verfügbarkeit schwarzfallfester, der Energiewirtschaft vorrangig zustehender Datenkommunikationsnetze einerseits und der langfristigen Planbarkeit etwa bei der Gerätebeschaffung durch Messstellenbetreiber andererseits Rechnung zu tragen.

Daneben kann die Bundesnetzagentur in ihrer Festlegung nach § 47 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe b insbesondere bestimmen, dass in diesem Sinne schwarzfallrobuste Messstel-len mit Smart-Meter-Gateways auszustatten sind, die neben einer üblicherweise verwen-deten über eine unterbrechungsfreie, schwarzfallfeste, dedizierte Weitverkehrskommuni-kationsverbindung dauerhaft betrieben werden können. Allgemein wird unter einer schwarzfallrobusten Kommunikation eine Kommunikation verstanden, die nach der Wie-derkehr der externen Stromversorgung automatisch und kurzfristig wieder verfügbar und nutzbar ist. Übertragen auf den konkreten Fall des§ 47 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe b ist eine Messstelle schwarzfallrobust angebunden, wenn die Gesamtheit aller Mess-, Steu-erungs- und Kommunikationseinrichtungen zur sicheren Verarbeitung von Messdaten und Steuerungsinformationen und die daran angebundenen Erzeugungsanlagen und steuerba-ren Lasten zur Ermöglichung eines Netzwiederaufbaus in wenigen Minuten nach Wieder-kehr der Netzspannung wieder steuerbar sind und sich beim Wiederhochfahren system-verträglich verhalten. Auch die Weiterentwicklung dieses Grundverständnisses ist der Bundesnetzagentur in ihrer Festlegung möglich. Im Hinblick auf die Mindestanforderungen an intelligente Messsystem baut die Regelung auf § 21 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a) auf, wonach intelligente Messsysteme stets für zwei Arten der Fernkommunikation offen sein müssen (BT-Drs. 18/7555, S. 83).

Nach § 47 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe c kann die Bundesnetzagentur weiter regeln, welche energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuerungsvorgänge in welchen Fällen die schwarzfallfeste Kommunikationsanbindung des Smart-Meter-Gateways nutzen müs-sen. Diese Vorgabe kann dabei insbesondere die in § 34 Absatz 2 Nummer 11 genannten Standard- und Zusatzleistungen betreffen. Die Festlegung kann dabei die Liste der Standard- und Zusatzleistungen anpassen, aufheben oder neue Standard- und Zusatzleistungen und die Liste aufnehmen.

§ 47 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe d sieht vor, dass die Festlegung zudem Vorausset-zungen für die schwarzfallrobuste Ausgestaltung von Messstellen benennen und dabei auch technische Maßgaben für Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, für steuerbare Verbrauchseinrichtungen oder Messstellen mit steuerbaren Verbrauchseinrich-tungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes und deren netzorientierte Steuerung nach einem Schwarzfall oder zur Beherrschung besonderer Netzsituationen vorsehen kann. Der Digitalisierungsbericht nach § 48 nebst Voruntersuchungen hat herausgearbei-tet, dass eine rein lokal eingestellte Vorgabe eines zeitlich verzögerten Wiederhochlaufs (z. B. Rampenfunktion gemäß der Funktion „Softstart“ der FNN-Steuerbox) ohne Freigabe durch den Netzbetreiber zwar voraussichtlich die Problematik für lokale Netzengpässe beseitige, aber wohl nicht die Wirkung des über mehrere Stunden nachwirkenden Nach-holeffektes der Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen oder der ggf. zu hohen Gesamtein-speisung von PV-Anlagen kleiner 25 kW für das Leistungsgleichgewicht im System oder überregionale Netzengpässe entscheidend entschärfen kann. Die Bundesnetzagentur kann daher insbesondere vorsehen, dass Energiewendeanlagen nach einem Schwarzfall nicht automatisch oder in Stufen auf 100 Prozent ihrer Leistung hochfahren dürfen, sondern solange eine aktive Freigabe durch den Netzbetreiber nicht vorliege, sie im sicheren Default-Modus verbleiben müsste.

Des Weiteren kann die Bundesnetzagentur nach § 47 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe e insbesondere Vorgaben machen für die Schwarzfallfestigkeit von Messstellenbetreibern, Gateway-Administratoren und Netzbetreibern und den von ihnen betriebenen informations-technischen Systemen, insbesondere solcher Systeme, die für die Datenkommunikation nach § 52 Absatz 2 erforderlich sind. Bei der Marktkommunikation (MaKo) ist nach den Voruntersuchungen zum Digitalisierungsbericht nach § 48 insbesondere die Datenkommu-nikationsverbindung zwischen den IT-Systemen bzw. entsprechenden Rechenzentren der Verteilernetzbetreiber, Messstellenbetreiber und Gateway-Administratoren kritisch und könne z. B. über den Backbone des 450 MHz-Funknetzes oder dedizierte Glasfasernetze sichergestellt werden.

Zwar kann die Bundesnetzagentur ohnehin die Vermutungsregelungen zur Angemessen-heit der ausgewiesenen Kosten für die Zusatzleistung in § 34 Absatz 2 Nummer 11 nach § 33 Absatz 1 Nummer 1 anpassen. Sie ist aber nach § 47 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe f nicht auf dieses Instrumentarium hinsichtlich der Regelung der Kostentragung für den Ausbau, Betrieb und Wartung der schwarzfallrobusten Infrastruktur beschränkt. Die einzel-

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

nen Kostenelemente können sich aus Hardwarekosten für besondere Smart-Meter-Gateways ergeben, wobei die geräteseitigen Mehrkosten etwa für eine DualSIM-Ausführung der Geräte nach Einschätzung der Voruntersuchungen zum Digitalisierungsbe-richt nach § 48 vergleichsweise gering und im Rahmen der Gesamtkosten der iMSys da-her von untergeordneter Bedeutung sein dürften. Die Mehrkosten im Vergleich zu einer üblichen Datenanbindung dürften sich aus der unterbrechungsfreie, schwarzfallfeste, dedi-zierte Weitverkehrskommunikationsverbindung ergeben.

Die neu geschaffene Festlegungskompetenz in § 47 Absatz 3 Nummer 3 ermöglicht es der Bundesnetzagentur, Regelungen zu treffen, die zum Schutz vor einem Datenabfluss an externe Angreifer, einer Fremdkontrolle durch externe Angreifer sowie vor einem Miss-brauch der Datenkommunikation durch nicht vertrauenswürdige Hersteller erforderlich sind, um die Zuverlässigkeit der Energieversorgung zu gewährleisten. Die Regelung greift teilweise die in § 19 Absatz 2 Satz 2 und § 95 Nummer 2a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bislang als Verordnungsermächtigung der Bundesregierung vorgesehenen Be-fugnisse auf. Die fachbehördliche Ausgestaltung durch die Bundesnetzagentur ermöglicht, bei Sicherheitsbedenken schnellstmöglich zu reagieren und gleichzeitig etablierte Prozesse zu nutzen. Insbesondere Prozesse wie die Erstellung der IT-Sicherheitskataloge nach § 11 Absatz 1a, 1b, 1g des Energiewirtschaftsgesetzes [Aktualisierungsvorbehalt NIS2UmsuCG: § 5c Absatz 1 bis 3 und 12] und von technischen Vorschriften nach § 19 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes bieten die Möglichkeit, ein klares Sicherheitskon-zepts unter Einbeziehung des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik aus einem Guss zu erarbeiten.

Als Ausdruck der erforderlichen engen Kooperation der Bundesnetzagentur mit dem Bun-desamt für Sicherheit in der Informationstechnik in diesem Bereich ist das Tatbestands-merkmal formuliert, wonach die Bundesnetzagentur nur anlässlich von Warnungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik nach § 7 des Gesetzes über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSIG) [Aktualisierungsvorbehalt NIS2UmsuCG: § 13 BSIG-E] ergehen dürfen. Die Formulierung lässt der Bundesnetzagentur den notwendigen Spielraum, um bei weitergehenden Erkenntnissen hinsichtlich einer Gefahr für die Zuverlässigkeit der Energieversorgung auch im erforderlichen Maße über den Gegenstand der Warnung hinauszugehen.

Gleichzeitig bleibt die Bundesregierung über die neu geregelte Verordnungsermächtigung in § 19 Absatz 2 Satz 2 entsprechend der im Messstellenbetriebsgesetz etablierten Rollen-verteilung ermächtigt, die Schaffung neuer technischer Anforderungen für die Ausgestaltung von eigenen Weitverkehrsnetzanbindungen von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen, Anlagen zur Speicherung von Energie sowie Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz voranzutreiben. Dabei wird insbesondere der Cyber Resilience Act - vorbehaltlich der noch ausstehenden Annahme durch den Rat der Europäischen Union – zu beachten sein.

Zu Nummer 24 (§ 48)

Die Ergänzungen in der Regelung zum Digitalisierungsbericht in § 48 Absatz 1 Nummer 1 und 3 des Messstellenbetriebsgesetzes dienen der Umsetzung von Vorgaben nach Artikel 17 und 18 in Verbindung mit Anhang II der novellierten Gasbinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2024/1788. Die beiden Vorschriften sehen die Einführung von intelligenten Messsystemen für Gas und Wasserstoff nach einer entsprechenden Kosten-Nutzen-Bewertung vor. Während für den Gasbereich bereits eine solche Bewertung vorliegt, die in §§ 20, 40 umgesetzt wurde, fehlt dies für den Wasserstoffbereich bislang noch. Absatz 1 wird darüber hinaus redaktionell bereinigt, da die Frist für die erstmalige Vorlage der Analysen und Berichte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz entbehrlich ist. Der Vierjahresturnus bleibt bestehen und bemisst sich jedoch weiterhin am erstmaligen Termin (30. Juni 2024), d.h. die nächsten Analysen und Berichte sind spätestens zum 30. Juni 2028 vorzulegen, dürfen jedoch auch früher erfolgen.

Zu Nummer 25 (§ 49)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Buchstabe b und Buchstabe c

Es handelt sich bei der Einfügung des Aggregationsverantwortlichen in den Kreis der berechtigten Stellen nach § 49 des Messstellenbetriebsgesetzes um eine Folgeänderung zur abstrakten Aufgabenzuweisung in § 2 Nummer 1.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 26 (§ 52)

Es handelt sich um eine Folgeänderung,

Zu Nummer 27 (§ 55)

Zu Buchstabe a und Buchstabe c

§ 55 Absatz 2 und 6 des Messstellenbetriebsgesetzes können vollständig entfallen. Die aufgehobenen Absätze befassen sich mit Fragen der operativen Abwicklung des Lieferantenwechsels und der Identifikation des Anschlussnutzers. Bei beiden Themenkreisen handelt es sich um Detailfragen zur Abwicklung des Netzzugangs, die durch die Bundesnetzagentur per Festlegung ausgestaltet werden und auch bereits wurden.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Nummer 28 (§ 58)

Zu Buchstabe a

In § 58 Absatz 1 Nummer 1 des Messstellenbetriebsgesetzes wird vor dem Hinter-grund der Vorgaben aus der Richtlinie (EU) 2024/1788 ergänzt, dass bei Vorhandensein eines intelligenten Messsystems mit Gaszählern ebenfalls wie bei bisherigen RLM-Verbrauchern eine registrierende Leistungsmessung erfolgt.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 29 (§ 60)

Die Anpassung des § 60 Absatz 3 des Messstellenbetriebsgesetzes ist eine notwendige Konsequenz aus der Weiterentwicklung des bisherigen Smart-Meter-Rollouts hin zu einem Smart-Grid-Rollout, der neben der Ausstattung mit intelligenten Messsystemen für eine Vielzahl der Pflichteinbaufälle auch den Einbau von Steuerungstechnik vorsieht. Deshalb wird die Datenkommunikation zu Steuervorgängen nach §§ 13a, 14a, 14c, die Direktvermarktung sowie die marktliche Steuerung durch einen Dritten zur Standardleistung nach § 34 Absatz 1. Voraussetzung für alle an den Steuerungsvorgängen zur Vermeidung zukünftiger Erzeugungsüberschüsse beteiligten Netzbetreiber und Bilanzkreiskoordinatoren ist daher die Übermittlung von Einspeise- oder Zählerstandsgänge bzw. Lastgängen, sobald diese Daten vorliegen. War bislang diese Möglichkeit für den Netzbetreiber in § 9 Abs. 1, 1a und 2 EEG vorgesehen, geht dieser Teil der Regelung nun im MsbG auf und Bedarf an dieser Stelle einer entsprechenden Anpassung in den Vorgaben zur Datenkommunikation in intelligenten Netzen.

Darüber hinaus ergeben sich in Absatz 3 Nummer 2 und 2a Folgeänderungen aufgrund der Verlagerung von Aufgaben auf den Aggregationsverantwortlichen nach § 67a. In Nummer 4 wird klargestellt, dass insbesondere Festlegungen zur Ausgestaltung des Netzzugangs Auslöser für notwendige Messwertverrechnungen sind.

In Absatz 4 wird klargestellt, dass - wie auch bereits bislang - die Verpflichtung zur Einhaltung der hier gesetzlich angeordneten restriktiven Standardkonfiguration nicht nur in den Fällen gilt, in denen Messwerte unmittelbar sternförmig aus dem Smart-Meter-Gateway an berechtigte Stellen verteilt werden, sondern auch bei Verteilung durch eine Stelle außerhalb des Smart-Meter-Gateways nach Absatz 2 Satz 2. Ferner wird präzisiert, dass die Bundesnetzagentur frei darin ist, Aufgaben im Rahmen der Ausgestaltung der Marktkommunikation einzelnen Akteuren zuzuweisen oder dies abzuändern. Dies erfordert, dass sie zur Wahrung datenschutzrechtlicher Vorgaben auch Reduzierungen des Umfangs standardmäßig zu erfolgender Messwertübermittlungen vornehmen können muss, da ansonsten Marktakteure zukünftig weiterhin Messwerte erhalten könnten, die diese nicht mehr zur Erfüllung der ihnen zugewiesenen Aufgaben benötigen.

Zu Nummer 30 (§ 61)

Die Neufassung des § 61 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes sieht vor, zur Einsichtnahme des Anschlussnutzers in die Informationen nach Absatz 1 die darin genannten Informationen standardmäßig innerhalb von 15 Minuten über eine Anwendung in einem Online-Portal oder per App des Lieferanten oder des

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Messstellenbetreibers, welche einen geschützten individuellen Zugang ermöglichen, zur Verfügung zu stellen. Alternativ, insbesondere sofern der Anschlussnutzer der Bereitstellung nach Satz 1 widerspricht, können die Informationen direkt vom Smart-Meter-Gateway an eine vom Messstellenbetreiber gegen ein angemessenes Einmalentgelt bereitgestellte lokale Anzeigeeinheit übermittelt und innerhalb des gleichen Zeitraums zur Verfügung gestellt werden.

Eine bessere Transparenz über den eigenen Stromverbrauch und die eigene Erzeugung waren von Anfang an eines der Schlüsselziele für den Smart-Meter-Rollout. Das Messstellenbetriebsgesetz verpflichtet den grundzuständigen Messstellenbetreiber daher im Rahmen seiner Standardleistungen dazu, Anschlussnutzern ohne zusätzliches Entgelt Verbrauchsinformationen zugänglich zu machen. Der Prozess rund um den Digitalisierungsbericht nach § 48 aus dem Jahr 2024 hat gezeigt, dass zeitgemäße Visualisierungslösungen Einfluss auf das Verbrauchsverhalten haben und zusätzlichen Nutzen für die Verbraucher bringen können. Fast alle im Zuge dessen befragten Unternehmen und Verbände befürworteten den Vorschlag, das bisherige gesetzliche Regel-Ausnahme-Verhältnis in § 61 Absatz 2 umzukehren und die grundzuständigen Messstellenbetreiber zu verpflichten, den Endkunden ihre Messwerte standardmäßig über Online-Angebote zur Verfügung zu stellen. Zudem verlangt die Durchführungsverordnung (EU) 2023/1162 über „Interoperabili-tätsanforderungen und diskriminierungsfreie und transparente Verfahren für den Zugang zu Mess- und Verbrauchsdaten“ vom 06.06.2023 auf europäischer Ebene, dass Endkunden zeitnah und auf einfache und sichere Weise auf Mess- und Verbrauchsdaten erhalten müssen. Die Regelungen zur Verbrauchstransparenz bedürfen daher der vorgenommenen Aktualisierung, um dem technischen Fortschritt seit dem Jahr 2016 und gestiegenen europäischen Anforderungen angemessen Rechnung zu tragen und zeitgemäße Visualisierungslösungen breiter verfügbar zu machen:

Nicht nur bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, auch bei klassischen Haushaltskunden kann Verbrauchstransparenz relevante Energieeinsparungen anreizen. Zudem besteht ab 2025 für alle Lieferanten, unabhängig von der Anzahl der von ihnen belieferten Letzt-verbraucher, nach § 41a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes eine gesetzliche Verpflichtung zum Angebot von dynamischen Stromtarifen für Kunden mit intelligenten Mess-systemen, um Preisschwankungen an den Strombörsen an den Endkunden weiterzugeben und Lastverschiebungen anzureizen. Damit die Kunden auf diese Preissignale reagieren können, sollten derartige Tarife mit einer einfach verfügbaren und zu bedienenden Verbrauchsvisualisierung verknüpft werden. Der Mehrwert besteht bei klassischen Haushaltskunden neben der Verschiebung von Verbrauch in gewissem Umfang auch in einer höheren Transparenz oder dem Identifizieren von Stromfressern. Zusätzlich ergibt sich jedoch auch ein nicht zu vernachlässigender immaterieller Nutzen: Die Digitalisierung wird damit „anfassbar“, Kunden beschäftigen sich mit ihrem Verbrauchsverhalten und der Stromversorgung und werden befähigt, an der Energiewende teilzunehmen.

Derartige Apps oder Online-Angebote werden regelmäßig bereits von den Lieferanten des Letztverbrauchers bereitgestellt. Es ist also nicht erforderlich, dass Messstellenbetreiber eigene Angebote für die Anschlussnutzer aufsetzen, vielmehr genügt regelmäßig die Be-reitstellung der Daten über eine Anwendungsprogrammierschnittstelle für den Lieferanten.

Zu Nummer 31 (§ 62 Absatz 2)

§ 62 regelt entsprechende Vorgaben zu § 61 für die Betreiber von Erzeugungsanlagen. Die Änderungen in § 61 bezüglich Letztverbrauchern in § 61 werden auch hier nachvollzogen.

Zu Nummer 32 (§ 66)

Die Anpassung in § 66 Absatz 1 Nummer 4 des Messstellenbetriebsgesetzes stellt klar, dass Netzbetreiber Messwerte nicht nur für die Konfiguration von Steuerungsbefehlen zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen verwenden dürfen, sondern dass die Messwerte genauso für die Anpassung bei Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie nach § 13a des Energiewirtschaftsgesetzes verwendet werden dürfen. Die entsprechende Messwert-nutzung setzte § 13a des Energiewirtschaftsgesetzes bislang bereits implizit voraus.

Mit der neu eingeführten Regelung in § 66 Absatz 1 Nummer 8 erhalten alle Netzbetreiber die Befugnis, Messwerte für die Überprüfung der Verpflichtungen von Netzbetreibern nach § 12 Absatz 2a bis 2c des Energiewirtschaftsgesetzes zu nutzen. Auf dieser Datengrundlage können die Betreiber von Übertragungsnetzen ihren Gesamtbericht nach § 12 Absatz 2c erstellen. Dem Zweck des Berichts entsprechend werden insbesondere Daten von der Regelung erfasst, die Aufschluss über die Steuerungsfähigkeit hinsichtlich Erzegungsanlagen Speichern von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen geben.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Die Streichung von § 66 Absatz 1 Nummer 8 stellt eine Folgeänderung aufgrund der neu eingeführten Fallgruppe der Aufgabenbeschreibung des Aggregationsverantwortlichen in § 67a dar.

In § 66 Absatz 2 Nummer 1 und 2 wird der Umfang der Übermittlung von Messwerten durch den Netzbetreiber an den Lieferanten auf den zulässigen Zweck der Überprüfung der Bilanzkreis- und Netznutzungsabrechnung beschränkt. Für andere Zwecke erhält der Lieferant Messwerte bereits unmittelbar vom Messstellenbetreiber. Es handelt sich um Folgeänderungen aufgrund der neu eingeführten Fallgruppe der Aufgabenbeschreibung des Aggregationsverantwortlichen in § 67a (neu).

Zu Nummer 33 (§ 67)

Zu Buchstabe a und Buchstabe b

Bei den Änderungen in § 67 des Messstellenbetriebsgesetzes handelt es sich um Folgeänderungen aufgrund der neu eingeführten Fallgruppe der Aufgabenbeschreibung des Aggregationsverantwortlichen in § 67a.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Nummer 34 (§ 67a)

Der neu eingefügte § 67a des Messstellenbetriebsgesetzes überträgt entsprechend zur Einfügung der neuen Rolle des Aggregationsverantwortlichen die auf diese Rolle entfallen-den Messwertverarbeitungszwecke aus § 67 in den neuen § 67a. Es wird somit trotz abstrakter Beschreibung der Rolle ein einheitlich hohes Datenschutzniveau abgesichert. Die Weiterübermittlung von Summenzeitreihen nach Absatz 2, die aufgrund des Aggregations-grades unter Datenschutzgesichtspunkten als unkritisch anzusehen ist, bleibt der Festlegung durch die Bundesnetzagentur vorbehalten. Die höchstens fünfjährige Speicherungsfrist beruht auf der besonderen Rolle des Aggregationsverantwortlichen. Da dessen Aufgaben der eigentlichen Bilanzkreisabrechnung vorgelagert sind und ab Erteilung der Bilanzkreisabrechnung die üblichen regulären zivilrechtlichen Verjährungsfristen von drei Jahren greifen, ist insofern eine längere Speicherung erforderlich.

Zu Nummer 35 (§ 68)

Zu Buchstabe a bis Buchstabe c

In § 68 des Messstellenbetriebsgesetzes erfolgen redaktionelle Korrekturen und eine Bereinigung aufgrund des künftigen Wegfalls der Stromnetzzugangsverordnung.

Zu Nummer 36 (§ 69)

Zu Buchstabe a und Buchstabe b

Die Streichung in § 69 Absatz 1 Nummer 6 des Messstellenbetriebsgesetzes erfolgt aufgrund des künftigen Wegfalls der Stromnetzzugangsverordnung.

Zu Nummer 37 (§ 78)

Die neu eingefügte Entschädigungsregelung in § 78 dient dazu, die Umsetzung der gesetz-lichen Anforderungen an die vollständige und fristgerechte Messwertübermittlung zu flan-kieren. Der jeweilige Messstellenbetreiber hat demnach dem Aggregationsverantwortlichen bei einer Verletzung der Messwertqualitätsvorgaben gemäß den Festlegungen der Bun-desnetzagentur für die elektronische Marktkommunikation eine pauschale Entschädigung für den zusätzlichen Clearingaufwand zu zahlen. Absatz 2 sieht eine Veröffentlichungs-pflicht für geltend gemachte Entschädigungsansprüche vor, um die Transparenz über die Messwertqualität zu verbessern.

Zu Nummer 38 (Anlage zu § 22 Absatz 2 Satz 1)

Es handelt sich um redaktionelle Korrekturen der Verweise auf die aktuell geltenden tech-nischen Standards des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik

Zu Artikel 20 (Änderung des Gesetzes über eine Soforthilfe für Letztverbraucher von leitungsgebundenem Erdgas und Kunden von Wärme)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neunummerierung des § 3 EnWG.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Artikel 21 (Änderung des Strompreisbremsengesetzes)

Zu Nummer 1

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neunummerierung des § 3 EnWG.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neunummerierung des § 3 EnWG.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neunummerierung des § 3 EnWG.

Zu Buchstabe d

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neunummerierung des § 3 EnWG.

Zu Nummer 2

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neunummerierung des § 3 EnWG.

Zu Artikel 22 (Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetz)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neunummerierung des § 3 EnWG.

Zu Artikel 23 (Änderung des Energiesicherungsgesetzes)

Zu Nummer 1

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 2

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Artikel 24 (Änderung der Gassicherungsverordnung)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Artikel 25 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes)

Zu Nummer 1 (§ 3)

Mit der Änderung in § 3 Nummer 42a EEG 2023 wird in der Begriffsbestimmung zum Spotmarktpreis die Umstellung der von den Strom-börsen in den vortägigen Auktionen am Day-Ahead-Markt (sog. Day-Ahead-Auktionen) gehandelten, für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung (sog. Single Day Ahead Coupling, kurz SDAC) maßgeblichen Stromprodukte von bisher Stundenkontrakten auf Viertelstundenkontrakte nachvollzogen. Durch die anstehende Umstellung an den Strombörsen wird zukünftig nur noch ein Strompreis für Viertelstundenkontrakte in den Day-Ahead-Auktionen als gekoppelter Wert der Orderbücher aller Strombörsen in der Preiszone für Deutschland ermittelt werden. Voraussichtlich werden die Strombörsen auch weiterhin einen Handel mit Stundenkontrakten in den Day-Ahead-Auktionen anbieten, die jedoch anhand einer zu definierenden Regel auf Basis der zukünftigen Viertelstundenkontrakten berechnet werden dürften. Ein offizieller gekoppelter Wert wird für diese Stundenprodukte daher nicht mehr sicher bestimmt werden. Hieraus ergibt sich ein zwingender Anpassungsbedarf in der Begriffsbestimmung zum Spotmarktpreis im EEG 2023, der bisher auf den gekoppelten Strompreis für Stundenprodukte Bezug nimmt. Dies macht Folgeanpassungen in Regelungen, die den Spotmarktpreis als Referenzwert berücksichtigen erforderlich, so z.B. in den Vorgaben zur Ermittlung der für die Förderung maßgeblichen Monats- und Jahresmittelwerte sowie im Zusammenhang mit den §§ 51, 51a EEG 2023. Da die Umstellung der an den Strombörsen in den Day-Ahead-Auktionen gehandelten Produkte nach aktuellem Stand für das 1. Halbjahr 2025 geplant ist, kommt es zu einer unterjährigen Anpassung der Regelungen. Hierdurch werden

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

für das Jahr 2025 ausführliche Übergangsbestimmungen (siehe insoweit die Änderungen in § 100 Absatz 43 bis 45 EEG 2023) erforderlich, die eine echte Rückwirkung i.S. eines materiellen Eingriffs in bereits abgeschlossene Tatbestände verhindern.

Hintergrund für die Umstellung der an den Strombörsen in den Day-Ahead-Auktionen ge-handelten Produkte auf Viertelstundenprodukte ist die Vorgabe aus Artikel 8 Absatz 2 der EU- Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO 2019/943), dass die Strombörsen den Markt-teilnehmern die Möglichkeit bieten müssen, Energie an den Day-Ahead-Märkten in zeitlichen Intervallen zu handeln, die mindestens so kurz sind wie das Bilanzkreisabrechnungs-zeitintervall. Letzteres ist nach Artikel 8 Absatz 4 der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung spätestens ab dem 1. Januar 2025 auf ein 15 Minuten-Intervall umzustellen, sofern keine Ausnahme greift. Diese Vorgabe hat bereits Umsetzung in § 4 Absatz 2 Satz 2 StromNZV gefunden, der deutschlandweit als Bilanzkreisabrechnungsintervall eine Viertelstunde vorschreibt.

Zu Nummer 2

Durch § 100 Absatz 43 EEG 2023 wird geregelt, dass die Anpassung der Spotmarktpreis-definition in § 3 Nummer 42a EEG 2023 und die Folgeanpassungen in Anlage 1 auch für Bestandsanlagen im Sinne des § 100 Absatz 1 EEG 2023 greifen. Auch für diese wird ab dem 1. Januar 2025 der sich in der Preiszone für Deutschland aus der Kopplung der Orderbücher aller Strombörsen in der vortägigen Auktion von Stromviertelstundenkontrakten am Day-Ahead-Markt ergebende Preis den Referenzwert für die Ermittlung der für die Förderung maßgeblichen Monat- und Jahresmittelwerte bilden. Insoweit wird formal eine Rückwirkung in die bisherigen Berechnungsgrundlagen bewirkt. Diese ist gerechtfertigt, da ein auf Stundenprodukte bezogener Spotmarktpreis mit der Umstellung auf Viertelstundenprodukte für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung nicht mehr existiert. Durch die Umstellung wird zudem lediglich eine granularere Erfassung des Strompreises bewirkt, eine negative Auswirkung auf den Förderanspruch der Anlagenbetreiber ist nicht zu erwarten.

Die Regelungen in § 100 Absatz 44 Sätze 1 bis 3 EEG 2023 enthalten spezielle Übergangsbestimmungen für die Anwendung der Anlage 1 im Zeitraum zwischen dem 1. Januar 2025 und der Umstellung auf Viertelstundenprodukte für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung. Sie gelten sowohl für Anlagen, die unter das EEG 2023 fallen, als auch (und insoweit abweichend von Absatz 43) für Bestandsanlagen im Sinne des § 100 Absatz 1 EEG 2023. Sie sind erforderlich, da in diesem Zeitraum noch keine Viertelstundenwerte als gekoppelte Werte vorliegen, stattdessen sind für die in Satz 1 genannten Zwecke übergangsweise weiterhin die bis zum 31. Dezember 2024 geltenden Fassungen der Anlage 1 und des § 3 Nummer 42a EEG 2023 heranzuziehen. Das bedeutet, dass in diesem Zeitraum übergangsweise weiterhin auf den sich in der Preiszone für Deutschland aus der Kopplung der Orderbücher aller Strombörsen in der vortägigen Auktion von Stromstundenkontrakten ergebenden Preis und entsprechende stundenbezogene Strommengen als Referenzwerte abzustellen ist. Für die Ermittlung der energieträgerspezifischen Jahresmittelwerte für 2025 wird mit Satz 2 eine Sonderregelung für den Übergangszeitraum bis zur Umstellung festgelegt. Die Jahresmittelwerte für 2025 sind grundsätzlich auf Basis von Viertelstundenwerten (jeweils gekoppelter Strompreis aus der vortägigen Auktion und Strommengen gemäß der Online-Hochrechnung der Übertragungsnetzbetreiber) für das Gesamtjahr zu berechnen; für den Zeitraum bis zur Umstellung liegen diese jedoch noch nicht vor. Deshalb wird in Satz 2 eine Festlegung getroffen, wie für den Übergangszeitraum die maßgeblichen Viertelstundenwerte aus den vorliegenden Stundenwerten zu ermitteln sind. Satz 3 trifft entsprechende Festlegungen für den Fall, dass der Stichtag der Umstellung in den Lauf eines Monats fallen sollte.

Mit den Regelungen in § 100 Absatz 45 EEG 2023 werden Übergangsbestimmungen betreffend die nach § 51 Absatz 1 EEG 2023 zu ermittelnden Stunden, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, getroffen. Durch die Anpassung der Spotmarkpreisdefinition in § 3 Nummer 42a EEG 2023 auf Viertelstundenwerte ist eine Regelung erforderlich, wann eine Stunde als negativ gilt nach § 51 Absatz 1 EEG 2023. Satz 1 trifft insoweit für den Zeitraum bis zur Umstellung Viertelstundenprodukte für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung die spezielle Regelung, dass hier § 3 Nummer 42a EEG 2023 in der am 31. Dezember 2024 geltenden Fassung anzuwenden ist. Dadurch kann für den Übergangszeitraum weiterhin auf die gekoppelten Preise der Stundenkontrakte in den vortägigen Auktionen der Strombörsen am Day-Ahead-Markt abgestellt werden. Diese Regelung greift für sämtliche derzeit Anwendung findenden Fassungen des § 51 Absatz 1 EEG 2023. Satz 2 trifft eine Regelung für den Zeitraum ab der Umstellung auf Viertelstundenprodukte und regelt, dass – sofern in den jeweils geltenden Fassungen des § 51 Absatz 1 EEG 2023 weiterhin auf Stunden mit negativen Preisen abgestellt wird – eine Kalenderstunde dann als Kalenderstunde mit negativen Preisen zu berücksichtigen ist, wenn das arithmetische Mittel aus den Spotmarktpreisen der vier Kalenderviertelstunden in dieser Kalenderstundenegativ ist.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 3

Zu Buchstabe a bis Buchstabe d

Die Änderungen in Anlage 1 (zu § 23a) Höhe der Marktprämie in den Zeilen 3.3.2, 4.3.2, 5.1, 5.2 und 6 sind Folgeanpassungen zur Umstellung der Begriffsbestimmung zum Spotmarktpreis nach § 3 Nummer 42a EEG 2023 von Stunden- auf Viertelstundenkontrakte. Auch wenn mit Änderungen in den Zeilen 3.3.2 und 4.3.2 nur die Regelungen zur Ermittlung der Monats- und Jahresmittelwerte bei Windenergie an Land anzupassen sind, gelten die Änderungen für sämtliche Technologien, da in den Regelungen zu den sonstigen EE-Technologien auf die Vorgaben zu Windenergie an Land verwiesen wird.

Zu Artikel 26 (Weitere Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes)

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Zu Buchstabe a

Die Inhaltsübersicht wird um die Angaben zu den §§ 8a und 8f EEG 2023 (neu) ergänzt.

Zu Buchstabe b

Die Angabe zu § 26 EEG 20923 wird aktualisiert.

Zu Buchstabe c

Die Angabe zu § 94 EEG 2023 wird aktualisiert.

Zu Buchstabe d

Die Änderung der Inhaltsübersicht ist eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 2 (§ 3)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung der Begriffsbestimmung im EnWG (§ 3 EnWG) sowie um die Berichtigung eines Verweisfehlers.

Zu Buchstabe b (§ 3 Nummer 22)

Durch die Änderung des § 3 Nummer 22 EEG 2023 wird die Definition der Freiflächenanlage dahingehend angepasst, dass sog. Garten-PV-Anlagen nicht mehr erfasst werden. Die Definition der Freiflächenanlage erfolgt durch eine negative Abgrenzung von Anlagen, die auf, an oder in Gebäuden oder sonstigen baulichen Anlagen angebracht sind. Im Umkehrschluss gelten alle anderen Typen von Anlagen als Freiflächenanlagen. Dies galt bisher insbesondere auch für sog. Garten-PV-Anlagen, die nach den Anforderungen in § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1a EEG 2023 errichtet worden sind. Daraus folgte nach bisheriger Rechtslage, dass Vorgaben des EEG, die an den Begriff der Freiflächenanlage anknüpfen (z.B. § 6 EEG 2023, § 24 Absatz 1 Satz 3 und Absatz 2 EEG 2023), auch für Garten-PV-Anlagen galten, ohne dass diese Übertragung in der Sache angemessen war.

Zu Buchstabe c und Buchstabe d (§ 3 Nummer 29a)

Durch den neuen § 3 Nummer 29a EEG 2023 werden die bisher für besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a bis c EEG 2023 in verschiedenen Normen des 3. Teils des EEG enthaltenen Anforderungen an die lichte Höhe dieser Anlagen als allgemeine Anforderungen an hochaufgeständerte Solaranlagen in die Begriffsbestimmungen vorgezogen. Die entsprechenden Normen des 3. Teils des EEG können so verschlankt werden und verweisen indirekt durch die Verwendung des nunmehr definierten Begriffs „hochaufgeständerte Solaranlage“ oder durch unmittelbaren Verweis auf die Anforderungen nach § 3 Nummer 29a EEG 2023.

Mit den Anforderungen nach § 3 Nummer 29a Buchstabe b EEG 2023 wird klargestellt, dass auch bewegliche Solaranlagen (sog. Trackeranlagen bzw. nachgeführte Solaranlagen) von den Regelungen betreffend hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen (u.a. die verbesserte Förderung für besondere Solaranlagen) miterfasst sind und werden die spezifischen Anforderungen an diese konkretisiert. Bei den beweglichen Solaranlagen nach § 3 Nummer 29a Buchstabe b EEG 2023 ist es erforderlich, dass die Drehachse eine lichte Höhe von mindestens 2,10 Metern aufweisen. Dies stellt sicher, dass die beweglichen Solaranlagen jederzeit so gestellt werden können, dass auch

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

die Unterkante der Module in etwa eine lichte Höhe von 2,10 Metern aufweist. Sie müssen dies jedoch aufgrund ihrer Beweglichkeit nicht durchgängig sicherstellen. Zusätzlich müssen diese beweglichen Solaranlagen jedoch sicherstellen, dass ihre Modulunterkante in jeder Ausrichtung bzw. Betriebsstellung der Solaranlage eine lichte Höhe von mindestens 0,80 Metern über dem Gelände einhält. Diese Anforderungen dürften insbesondere bewegliche Solaranlagen erfüllen, bei denen die Bewirtschaftung zwischen den Modulreihen erfolgt. Bewegliche Solaranlagen können auch von den hochaufgeständerten Solaranlagen nach § 3 Nummer 29a Buchstabe c EEG 2023 erfasst sein, wenn sie die lichte Höhe von 2,10 Metern an der Modulunterkante in jeder Ausrichtung bzw. Betriebsstellung einhalten. Letzteres dürfte insbesondere relevant sein in Fällen, in denen eine Bewirtschaftung unter der Anlage (z.B. mit hochwachsenden Kulturen) erfolgt.

Zu Nummer 3 (§ 6)

Mit den Änderungen in § 6 Absatz 2 und Absatz 3 EEG 2023 wird eine Anpassung der nach § 6 EEG 2023 beteiligungsfähigen Strommenge vorgenommen. Bisher gestattete die Regelung des § 6 EEG 2023 eine finanzielle Beteiligung von Kommunen nur für Strommengen aus Windenergie- und Freiflächen-PV-Anlagen, die tatsächlich ins Netz eingespeist wurden. Für Windenergieanlagen galt zudem bisher die Sonderregelung, dass eine Beteiligung auch zulässig für sog. fiktiven Strommengen nach Nummer 7.2 der Anlage 2 des EEG war. Nun wird die Regelung dahingehend angepasst, dass zukünftig einheitlich sowohl für Windenergie- als auch für Freiflächenanlagen eine finanzielle Beteiligung bezogen auf die tatsächlich erzeugte Strommenge an die betroffene Kommune gezahlt werden darf.

Diese Anpassung erfolgt im Wesentlichen vor dem folgenden Hintergrund: Die Beteiligung der Standortgemeinden ist ein wichtiger Hebel zur Stärkung der Akzeptanz für den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Entsprechend ist auch eine angemessene Beteiligungshöhe relevant. Durch zunehmenden Eigenverbrauch und Einsatz von Speichern fällt die nach dem bisherigen Regelungsstand beteiligungsfähige, unmittelbar ins öffentliche Netz eingespeiste Strommenge geringer aus. Durch das Abstellen auf die erzeugte Strommenge wird die Frage, welche Strommenge beteiligungsfähig ist, losgelöst von der Art der Verwendung der Strommenge. Kommunen können so in größerem Umfang Zahlungen im Rahmen der finanziellen Beteiligung erhalten. Gleichzeitig steht es Anlagenbetreibern und Kommunen auch unter der neuen Regelung weiterhin frei, sich im Rahmen der Vereinbarung über die finanzielle Beteiligung auf eine Beteiligung im Hinblick auf eine „kleinere“ Strombezugsmenge, wie z.B. die tatsächlich eingespeiste Strommenge zu einigen. Die Bezugnahme auf die tatsächlich erzeugte Strommenge bestimmt lediglich den maximalen Rahmen der beteiligungsfähigen Strommenge, den die Beteiligten unterschreiten können, indem sie einen mengenmäßig kleineren Bezugspunkt wählen.

Im Sinne einer Vereinheitlichung wird auch bei Windenergieanlagen zukünftig nur noch auf die tatsächlich erzeugte Strommenge abgestellt werden. Nicht erzeugte „fiktive Strommengen“ nach Anlage 2 Nummer 7.2 des EEG 2023 sind durch die Änderung für Vereinbarungen zukünftig nicht mehr beteiligungsfähig. Nach Inkrafttreten der Gesetzesänderungen geschlossene oder angepasste Vereinbarungen können folglich nicht mehr zulässigerweise über eine Beteiligung zu fiktiven Strommengen geschlossen werden. Für bereits bestehende Vereinbarungen wird eine Übergangsbestimmung getroffen (vgl. Neuregelung zu § 100 Absatz 2 EEG). Fiktive Strommengen sind Strommengen, die eine Anlage nicht erzeugt hat, aber theoretisch hätte erzeugen können (z.B. wegen Abregelung), oder aber Strommengen, die wegen Eigenverbrauch oder Direktlieferung an Dritte nicht ins Netz eingespeist wurden. Dadurch verringert sich die beteiligungsfähige Strommenge bei Wind in geringem Maße. Im gleichen Zuge werden so jedoch auch bestehende Rechtsunsicherheiten und eine höhere Komplexität, die im Rahmen der bisherigen Anwendung von § 6 EEG 2023 auf fiktive Strommengen in der Praxis existierten, ausgeräumt. Insbesondere erübrigt sich nun auch eine Klarstellung zur Frage der möglichen Erstattungsfähigkeit von Zahlungen auf fiktive Strommengen nach § 6 Absatz 5 EEG 2023.

Die Streichung der fiktiven Strommenge nach Nummer 7.2 der Anlage 2 in § 6 Absatz 5 EEG 2023 ist eine notwendige Folgeänderung zur Streichung der fiktiven Strommengen nach Nummer 7.2 der Anlage 2 in Absatz 2. Gleichzeitig behebt die Streichung eine bisher in der Anwendungspraxis wahrgenommene Rechtsunsicherheit hinsichtlich der nach § 6 Absatz 5 EEG 2023 erstattungsfähigen Strommenge. Der Wortlaut des § 6 Absatz 5 EEG 2023 hat bereits in seiner bisherigen Fassung eindeutig geregelt, dass erstattungsfähig nur solche Strommengen sind, für die die Betreiber tatsächlich eine Förderung nach dem EEG oder einer aufgrund des EEG ergangenen Rechtsverordnung erhalten haben und für die tatsächlich eine Beteiligung gezahlt wurde. Für die in Absatz 5 bisher mitgenannten fiktiven Strommengen existiert jedoch bisher keine Förderung nach dem EEG oder einer aufgrund des EEG ergangenen Rechtsverordnung, sodass die Voraussetzungen für eine Erstattungsfähigkeit im

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Fall von Zahlungen auf fiktive Strommengen bisher nie erfüllt sein konnten. Diesbezüglich bestehende Unsicherheiten werden durch die Streichung nun eindeutig ausgeräumt.

Die Erweiterung der beteiligungsfähigen Strommengen nach Absatz 2 und 3 auf die tatsächlich erzeugte Strommenge wirkt sich auf die Voraussetzungen für eine Erstattung von Beteiligungszahlungen nach Absatz 5 nicht aus. Absatz 5 regelt weiterhin, dass der Anlagenbetreiber eine Erstattung verlangen kann für die tatsächlich eingespeiste Strommenge, für die er eine finanzielle Förderung nach dem EEG oder einer aufgrund des EEG erlassenen Rechtsverordnung in Anspruch genommen hat und für die er Beteiligungszahlungen geleistet hat. Weiterhin gilt als zentrale Voraussetzung für die Erstattungsfähigkeit, dass für die relevante Strommenge eine Förderung in Anspruch genommen wurde. Eine im Zusammenhang mit § 6 EEG 2023 relevante Förderung besteht nach dem EEG und den aufgrund des EEG erlassenen Rechtsverordnung jedoch ausschließlich für in das öffentliche Netz eingespeiste Strommengen (Anmerkung: die Förderung für Mieterstrom nach § 19 Absatz 3 EEG 2023 ist im Kontext von § 6 EEG 2023 ohne Bedeutung).

Zu Nummer 4 (§ 8 EEG)

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderungen in § 8 Absatz 1 EEG 2023 modifizieren die Relationen der gesamtwirtschaftlichen Kostenbetrachtung bei Ermittlung des technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkts. Der bisherige § 8 Absatz 1 Satz 1 Halbsatz 2 EEG 2023 wird zu einem neuen Satz 2. Es wird zusätzlich ein neuer Satz 3 eingefügt. Dieser bestimmt, dass Kosten für Kapazitätserweiterungen des Netzes im Rahmen der Ermittlung des wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkts nur mit dem Anteil zu berücksichtigen sind, der der durch die in Frage stehenden einzelnen Anlage in Anspruch genommen Kapazität im Verhältnis zur Gesamtsteigerung der Übertragungskapazität des Netzes entspricht.

Bislang konnten in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung zur Ermittlung des Verknüpfungspunktes alle Kosten einer etwaig notwendigen kapazitätserweiternden Netzausbaumaßnahme in Ansatz gebracht werden. Dies war auch dann möglich, wenn die Kapazi-tätserweiterung im Netz die durch die einzelne Anlage benötigte Kapazität deutlich über-stiegen hat. Insbesondere beim Anschluss größerer Solaranlagen auf Freiflächen ist es in der Praxis teilweise hierdurch dazu gekommen, dass anstelle eines möglichen Verknüp-fungspunkts auf Mittelspannung ein Verknüpfungspunkt in der Hochspannung zugewiesen wurde. Hierbei entstehen für den einzelnen Anlagenbetreiber Umspannkosten (Errichtung eines anlagenbetreibereigenen Umspannwerks). Diese Kosten auf Seiten der Anlagenbe-treiber sind in der Regel gesamtwirtschaftlich geringer als Kapazitätserweiterungsmaß-nahmen auf Seiten des Netzbetreibers, da diese üblicherweise größer dimensioniert wer-den als nur für die einzelne Anlage. Mit Blick auf effizientere Netzstrukturen und voraus-schauende Kapazitätserweiterungen im Hinblick auf den Anschluss weiterer Anlagen an diesem Verknüpfungspunkt soll die Änderung die Relationen bei der Kostenbetrachtung anpassen.

Die neu geregelte anteilige Kostenbetrachtung soll zudem die Errichtung sog. „Einspeise-steckdosen“ ((n-0)-sicherer Umspannwerke, die primär für den koordinierten Anschluss mehrerer Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien) ermöglichen, indem diese als möglicher technisch und wirtschaftlich günstigster Verknüpfungspunkt identifiziert werden. Sie ermöglichen die vorteilhafte Kombination verhältnismäßig kurzer und damit tendenziell günstiger Anbindungsleitungen für Anlagen mit den lediglich entspre-chend der Leistung anteiligen Netzausbaukosten.

Der bisherige § 8 Absatz 1 Satz 2 EEG 2023 (alt) wird zu § 8 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 (neu).

Zu Buchstabe b

Die Ergänzung in Absatz 2 stellt klar, dass der Anlagenbetreiber sich bei der Wahl eines Netzverknüpfungspunktes auch für einen Netzverknüpfungspunkt entscheiden kann, der bereits von einer bestehenden Anlage genutzt wird. Dies entspricht dem vielfach geäußer-ten Wunsch der Branche, das in der Praxis teilweise bereits praktizierte „cable pooling“ regulatorisch abzusichern. Da es in diesem Falle in aller Regel zu einer „Überbauung“ (die

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

installierte Leistung übersteigt in Summe die vorhandene Leistung am Netzverknüpfungs-punkt) kommt, ist in diesem Fall eine flexible Netzanschlussvereinbarung nach dem neuen § 8f abzuschließen. Insofern unterstützt die Neuregelung das Recht des Netzanschlussbe-gehrenden auf „cable pooling“, wenn seitens des Netzbetreibers keine netzbetrieblichen Bedenken bestehen. Im Übrigen wird auf die Begründung zum neuen § 8f EEG (flexible Netzanschlussvereinbarung) verwiesen.

Zu Buchstabe c

Absatz 4 wird neu gefasst und macht den Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung im Sinne des neuen § 8f zur Voraussetzung, um einen sofortigen Netzanschluss an einem Netzverknüpfungspunkt zu ermöglichen, dessen Netzanschlusskapazität für die volle installierte Leistung der Anlage noch nicht ausreicht. Klargestellt wird in diesem Zusammenhang, dass der Anlagenbetreiber der mit der flexiblen Netzanschlussvereinbarung einhergehenden Beschränkung der Wirkleistungseinspeisung zustimmen muss.

Die der Netzanschlusskapazität entsprechende flexible Netzanschlussvereinbarung kann so die „Brückenlösung“ bis zur erforderlichen Netzverstärkung bieten, nach welcher dann die volle installierte Leistung der Anlage angeschlossen und abgenommen werden kann.

Zu Buchstabe d

Die Bestimmungen der bisherigen Absätze 5 bis 7 werden in die §§ 8a bis 8d EEG (neu) überführt.

Zu Nummer 5 (§§ 8a bis 8e EEG 2023 (neu))

Zu § 8a (Informationspflichten und Kommunikation bei Netzanschlussbegehren)

Die neu geschaffene Vorschrift in § 8a EEG (neu) enthält allgemeine Bestimmungen zu Informationspflichten und zur Kommunikation im Netzanschlussverfahren, die auf alle Arten von Anlagen Anwendung finden. Sonderregelungen, die in den bisherigen § 8 Absatz 5 bis 7 EEG 2023 enthalten waren, werden zur besseren Lesbarkeit der Vorschriften in die §§ 8b bis 8d EEG (neu) ausgegliedert.

§ 8a Absatz 1 entspricht inhaltlich dem bisherigen § 8 Absatz 5 EEG 2023. Absatz 2 entspricht inhaltlich dem bisherigen § 8 Absatz 6 EEG 2023. Die Verwendung des Wortes „mitteilen“ in Absatz 2 Satz 1 dient der Angleichung der Terminologie an die neue Regelung in § 17a EnWG (neu). Die Änderungen in Nummer 1 dienen der Klarstellung dahingehend, dass, auch wenn der Netzanschluss nicht neu hergestellt, sondern geändert oder erweitert wird, ein Zeitplan hierfür zu übermitteln ist. Zudem wird klargestellt, dass sich der mitzuteilende Zeitplan auch auf den Zeitbedarf für etwaig notwendige Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen des Netzes erstreckt. Nummer 3 wird kürzer gefasst, da die Sonderregelungen für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4 (neu) in § 8b (neu) EEG überführt werden.

Beide Absätze sind in zeitlicher Hinsicht sofort anwendbar, da keine Rechtsänderung zu den bisherigen Vorgaben bezweckt ist.

Absatz 3 Satz 1 dient der Umsetzung von Artikel 31 Absatz 3a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711. Es wird auf die Begründung des inhaltsgleichen § 17a Absatz 2 EnWG (neu) verwiesen. Für Anlagen nach § 8a Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 (neu) ist die Stellung des Anschlussbegehrens über ein Webportal, also über die Internetseite des Netzbetreibers, ohnehin bereits am 1. Januar 2025 vorgesehen. Satz 2 regelt die Möglichkeit für Netzbetreiber, die die Stellung eines Netzanschlussbegehrens über ein Webportal ermöglichen, Anschlussbegehrende ausschließlich auf diesen Weg zu verweisen. Die Regelungen entspricht § 17a Absatz 2 Satz 2 EnWG (neu), auf dessen Begründung verwiesen wird.

Absatz 4 sieht vor, dass der Netzbetreiber auf seiner Internetseite Transparenz über den Ablauf eines Netzanschlussbegehren schaffen muss. Hierzu ist zu veröffentlichen, in welchen Arbeitsschritten ein Begehren bearbeitet wird (Nummer 1), welche Informationen, Anschlussbegehrende für den Prozess des Netzanschlusses an den Netzbetreiber zu übermitteln haben (Nummer 2) sowie welche Anforderungen an die Ausstattung von Anlagen nach § 9 Absatz 1 und 2 EEG 2023 bestehen (Nummer 3). Nummer 2 sieht hierbei vor, dass anzugeben ist, welche Informationen seitens der Anschlussbegehrenden für eine jeweilige Anlagenart zu übermitteln sind. Hierbei sind alle benötigten Daten aufzulisten. Diese Informationen sind demnach nicht mehr, wie noch nach § 8a Absatz 1 (neu) bzw. nach dem bisherigen § 8 Absatz 5 EEG 2023 (alt), erst auf ein konkretes Anschlussbegehren hin mitzuteilen, sondern vorab darzustellen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Absatz 5 regelt den zeitlichen Anwendungsbereich der in den Absatz 5 bis 7 enthaltenen neuen Vorgaben. Diese sind, anstelle der Vorgaben aus Absatz 1 und 2, für Netzanschlussbegehren anzuwenden, die ab dem 1. Januar 2026 gestellt werden, also ab diesem Datum beim Netzbetreiber eingehen. Der Prozess zur Bearbeitung von Netzanschlussbegehren wird damit ab diesem Zeitpunkt in § 8a EEG 2023 und in der Neuregelung in § 17a Absatz 3 bis 5 EnWG weitgehend parallel ausgestaltet.

Absatz 6 sieht nach Erhalt des Netzanschlussbegehrens durch den Netzbetreiber die Erteilung einer Eingangsbestätigung vor. Zudem müssen Netzbetreiber unmittelbar nach Eingang des Netzanschlussbegehens, d.h. zu Beginn der Frist von acht Wochen nach Absatz 7 Satz 1, innerhalb von zwei Wochen prüfen, ob noch Angaben oder Unterlagen zur Bearbeitung des Begehrens fehlen und diese innerhalb der zweiwöchigen Frist ggf. nachfordern. Gehen die nachgeforderten Informationen beim Netzbetreiber ein, ist erneut eine Eingangsbestätigung zu erteilen. Absatz 6 entspricht dem § 17a Absatz 4 EnWG (neu), auf dessen Begründung verwiesen wird.

Absatz 7 entspricht im Wesentlichen dem bisherigen § 8 Absatz 6 EEG 2023 (alt). Allerdings wird hier die Acht-Wochen-Frist an den Eingang des Netzanschlussbegehrens beim Netzbetreiber geknüpft.

Parallel zu § 17a Absatz 6 EnWG (neu) verpflichtet **Absatz 8** die Netzbetreiber, einheitliche Form- und Inhaltsvorgaben zu erlassen. Hiervon erfasst sind sowohl die Informationen, die für ein Netzanschlussbegehren benötigt werden, als auch die Beantwortung der Begehren seitens der Netzbetreiber

Zu § 8b (Besondere Regelungen zu Netzanschlussbegehren für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4)

Der neue § 8b EEG 2023 beinhaltet alle Sonderregelungen zu Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 (neu), die bisher in § 8 Absatz 5 bis 7 EEG 2023 (alt) enthalten waren.

Die bisherige Vorschrift in § 8 Absatz 7 EEG 2023 (alt) enthielt Vorgaben zum Netzanschlussverfahren ab 1. Januar 2025. Diese Vorgaben entsprechen im Wesentlichen bereits dem, was nunmehr allgemein in § 8a Absatz 4 und Absatz 7 (neu) geregelt ist. Für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 (neu) sollen die Regelungen aus § 8a Absatz 4 sowie 7 (neu) daher unmittelbar mit Inkrafttreten des Gesetzes gelten. In § 8a Absatz 2 und 3 (neu) sind dabei die Modifikationen der Regelungen enthalten, die sich auch bisher bereits aus den alten Regelungen ergaben. Zur besseren Lesbarkeit und Verständlichkeit werden die Vorgaben in Absatz 2 und Absatz 3 lediglich redaktionell angepasst.

Da es sich bei den Vorgaben in § 8a (neu) um allgemeine Vorgaben handelt, sind diese im Übrigen auch auf Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 (neu) anzuwenden. Das betrifft § 8a Absatz 3, 6 und 8 (neu). Absatz 4 Satz 1 stellt dabei klar, dass die bisher in § 8 Absatz 7 EEG 2023 (alt) enthaltene Vorgabe zu einer möglichst weitgehenden Vereinheitlichung bis zum 1. Januar 2025 zunächst unverändert bleibt. Eine inhaltliche Änderung zu den bisher bis zum 1. Januar 2025 vorgesehenen Regelungen ist insoweit nicht bezweckt. Die neuen Anforderungen aus § 8a Absatz 8 (neu) sind jedoch auch für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 (neu) bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 zu erfüllen. Auch die neuen Vorgaben zur Eingangsbestätigung und Prüfung der Unterlagen aus § 8a Absatz 6 (neu) gelten für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 (neu), wie in § 8a für alle Anlagen vorgesehen, erst ab dem 1. Januar 2026. § 8b Absatz 4 Satz 2 trifft hier lediglich die Klarstellung, dass auch im Rahmen des § 8a Absatz 6 Satz 3 die kürzere Frist von einem Monat gilt.

Zu § 8c EEG (Besondere Regelungen zu Netzanschlussbegehren für Solaranlagen)

Der neue § 8c enthält besondere Regelungen zu Solaranlagen, die bisher in § 8 EEG enthalten waren.

Absatz 1 entspricht dem bisherigen § 8 Absatz 5a EEG 2023 (alt).

Absatz 2 entspricht inhaltlich dem bisherigen § 8 Absatz 6a EEG 2023 (alt) und wird nur redaktionell angepasst.

Rechtsänderungen sind in keinem der beiden Fälle bezweckt. Bei der Überführung in einen eigenen Paragrafen handelt es sich um redaktionelle Anpassungen zur besseren Lesbarkeit.

Zu § 8d EEG (Besondere Regelungen zu Netzanschlussbegehren für einen gemeinsamen Anschluss mit Stromspeichern)

In **§ 8d EEG (neu)** wird die entsprechende Anwendbarkeit der Bestimmungen der §§ 8a und 8b EEG 2023 auf Stromspeicher vorgesehen, sofern diese gemeinsam mit einer Erneuerbaren – Energien- Anlage angeschlossen werden. In diesen Fällen soll ein gemeinsames Verfahren nach § 8a oder § 8b EEG 2023 (neu) für das

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Anschlussbegehren durchgeführt werden. Dies gilt unabhängig davon, ob der Stromspeicher ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas zwischenspeichert. Hierdurch soll das Netzanschlussverfahren bei der Installation von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Kombination mit Speichern unabhängig von der Verwendung des Speichers erleichtert werden

Zu § 8e EEG (Reservierung von Netzanschlusskapazität)

Es wird ein **§ 8e EEG 2023 (neu)** eingefügt, der Reservierungen von Netzanschlusskapazität einen einheitlichen Rahmen geben soll. Der neu eingefügte § 8e EEG 2023 dient einerseits dazu, Netzanschlussbegehrenden mehr Planungs- und Investitionssicherheit zu geben. Es wird ein verpflichtender und einheitlicher Mechanismus zur Reservierung von Netzanschlusskapazitäten eingeführt, so dass Netzanschlussbegehrende Rechtssicherheit hinsichtlich des durch Netzbetreiber ermittelten Netzverknüpfungspunkts haben. Da reservierte Kapazitäten jedoch bei der Beantwortung nachfolgender Netzanschlussbegehren sowie beim Anschluss von früher betriebsbereiten Anlagen nicht zur Verfügung stehen, ist das Reservierungsverfahren sowohl diskriminierungsfrei als auch mittels zeitlich befristeter Reservierungen durchzuführen. Somit dienen klare Grenzen des Mechanismus andererseits auch der zügigen Freigabe von nicht mehr benötigten Netzkapazitäten, um diese effizient zur Erreichung des Ziels aus § 1 EEG 2023 einsetzen zu können. Bislang hatten Netzbetreiber teils eigene Reservierungsbedingungen aufgestellt. Dies hat zu einer Vielzahl unterschiedlicher Reservierungsbedingungen geführt. Einheitliche Vorgaben sollen für Vergleichbarkeit und Transparenz sorgen.

Absatz 1 Satz 1 regelt zunächst den sachlichen Anwendungsbereich des neuen Reservierungsmechanismus. Für Anlagen ab einer installierten Leistung von 135 Kilowatt hat die Reservierung zum einen verpflichtend und zum anderen nach den einheitlichen Vorgaben, die nach Absatz 2 von den Netzbetreibern zu entwickeln und nach Absatz 3 von der Bundesnetzagentur zu bestätigen sind, zu erfolgen. Bei Anlagen ab einer Größe von 135 Kilowatt installierter Leistung besteht besonders hoher Bedarf, da Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien oberhalb dieser Leistungsgrenze in der Regel nicht hinter einem bestehenden Netzverknüpfungspunkt realisiert werden, sondern flexibel bezüglich ihres Standorts sind (beispielsweise Photovoltaik-Freiflächenanlagen). Diese Anlagen, die vornehmlich auf den Netzebenen 4 bis 6 des Verteilnetzes (Mittelspannung mit jeweiligen Umspannebenen) angeschlossen werden, konkurrieren in besonderem Maße um die verfügbare Netzkapazität. Aus diesem Grund ist für sie ein Reservierungsregime, das sowohl das Bedürfnis nach Planungssicherheit, als auch die zügige Freigabe reservierter Netzanschlusskapazität im Fall einer Nicht-Realisierung der Anlage sicherstellt, in besonderem Maß geboten. Zudem besteht hier ein Bedarf für einen bundesweit einheitlichen Mechanismus: so wird sichergestellt, dass bundesweit Reservierungen von Netzanschlusskapazität nur bei Nachweis des Projektfortschritts erfolgen und die Reservierungen nach gleichen Maßgaben befristet werden, was hinsichtlich der Erreichung der Ausbauziele des § 1 EEG 2023, bzw. der Integration des durch die Anlagen erzeugten Stroms in die Netze, zentrale Bedeutung hat. Zudem handelt es sich in diesem Anlagensegment oftmals um bundesweit tätige Projektierer, denen die Tätigkeit durch einheitliche Verfahren erleichtert wird, was ebenfalls zur Beschleunigung der Energiewende beiträgt. Unterhalb von 135 Kilowatt installierter Leistung besteht nicht der gleiche, flächendeckende Bedarf für einen verpflichtenden Reservierungsmechanismus, weil unterhalb dieses Leistungswerts üblicherweise ein Netzanschluss auf der Niederspannungsebene erfolgt. Hierbei handelt es sich insbesondere um Photovoltaikanlagen, die überwiegend mit dem Ziel der direkten Nutzung des erzeugten Stroms in bestehenden Verbrauchseinrichtungen (Haushalt, Gewerbe) durch andere Akteure als professionelle Projektierer errichtet werden. Diese Anlagen weisen keine hohe Flexibilität bezüglich ihres Standorts auf und konkurrieren nicht im gleichen Maß um verfügbare Netzanschlusskapazität wie beispielsweise Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Für diese Anlagen unterhalb von 135 Kilowatt installierter Leistung besteht daher keine Verpflichtung zur Reservierung für die Netzbetreiber; sie können aber weiterhin, wie auch bisher, zeitlich befristete Reservierungen von Netzanschlusskapazität auf Grundlage eines transparenten, diskriminierungs- und willkürfreien Verfahrens vornehmen (vgl. BGH, Urteil vom 21. März 2023 - XIII ZR 2/20).

Satz 2 definiert den Begriff „Reservierung von Netzanschlusskapazität“. Die im Rahmen der Mitteilung nach § 8a Absatz 7 Satz 1 EEG 2023 (neu) zugesagte Netzanschlusskapazität ist an dem nach § 8 ermittelten Netzverknüpfungspunkt für die Anlage des Netzanschlussbegehrenden bis zum Ablauf der Reservierungsdauer vorzuhalten. **Satz 3** klärt sodann die Bedeutung des Wortes „Reservierungsabschnitt“. Hierunter sind Zeitabschnitte, aus denen sich die (Gesamt-) Reservierungsdauer zusammensetzt zu verstehen. **Satz 4** bestimmt, dass eine Reservierung nur auf Basis des durch den Anschlussbegehrenden nachzuweisenden Projektfortschritt erfolgen kann.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Absatz 2 erteilt den Netzbetreibern einen Auftrag, gemeinsame Vorgaben zur Kapazitätsreservierung zu entwickeln, Diese müssen objektiv, transparent sowie diskriminierungsfrei sein und müssen die Interessen der Netzanschlussbegehrenden angemessen berücksichtigen. Letzteres erfordert insbesondere, dass typische Projektabläufe bei Aufstellen der Vorgaben berücksichtigt werden. Satz 2 gibt dem Inhalt der zu entwerfenden Vorgaben einen festen Rahmen. Bei der Festlegung der Kriterien ist jeweils nach der Art der Anlage zu differenzieren. Hierbei ist insbesondere zu berücksichtigen, ob Anlagen, die unterschiedliche Technologien verwenden, wie beispielsweise Windkraftanlagen oder Photovoltaikanlagen, unterschiedlichen Genehmigungsverfahren unterworfen sind, oder ob es sich um Anlagen handelt, die keinem behördlichen Genehmigungserfordernis unterfallen.

Nach **Nummer 1** ist die Dauer der Reservierungsabschnitte zu bestimmen. Die Dauer darf zwischen sechs Monaten und zwei Jahren betragen. In der Regel kann dabei davon ausgegangen werden, dass eine Dauer von etwa sechs Monaten ausreicht, damit Netzanschlussbegehrende einen neuen Projektfortschritt nachweisen können. Zugleich sollte ein Abschnitt so kurz sein, dass Reservierungen von Netzanschlusskapazität bei mangelndem Projektfortschritt nicht verlängert werden, sodass die Anschlusskapazitäten zügig wieder für andere Anschlussbegehren freigegeben werden. Dabei kann jedoch die Dauer von einzelnen Reservierungsabschnitten insbesondere bei genehmigungspflichtigen Anlagen länger ausgestaltet werden, wenn üblicherweise kein neuer Projektfortschritt nachgewiesen werden kann, weil der Abschluss des Genehmigungsverfahrens mehr als sechs Monate bedarf, wie es beispielsweise bei Windenergieanlagen der Fall ist. Hier soll durch angepasste Reservierungsspannen Bürokratieaufwand vermieden werden. Die zulässige Höchstdauer für einen Reservierungsabschnitt beträgt dabei zwei Jahre. Als Orientierung für diese Zeitspanne dient die Höchstdauer von zwei Jahren, die Artikel 16b der Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates (ABl. L, 2023/2413, 31.10.2023) zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (ABl. L 238 vom 21.12.2018, S. 82) für Genehmigungsverfahren vorsieht. Die jeweilige Dauer eines Genehmigungsverfahrens ist in der Festlegung der Zeitabschnitte zu berücksichtigen.

Nach **Nummer 2** müssen die Nachweise bestimmt werden mittels derer Netzanschlussbegehrende den Projektfortschritt darlegen können. Auch hier sind technologiespezifische Besonderheiten zu berücksichtigen. Es kommen eine Vielzahl an Nachweisen in Frage, wie etwa behördliche Genehmigungen, Vorbescheide, Finanzierungszusagen zum Nachweis von getätigten Investitionsentscheidungen der Netzanschlussbegehrende oder ähnliches. Die Nachweise sind für die jeweiligen Reservierungsabschnitte anzugeben.

Nummer 3 sieht vor, dass für Anlagen, die zur Ermittlung des anzulegenden Wertes an Ausschreibungen teilnehmen müssen, Besonderheiten vorgesehen werden können. In den Ausschreibungen werden Realisierungszeiträume für die Anlagen festgesetzt, die bei der Bestimmung der Dauer der Reservierungsabschnitte berücksichtigt werden können. Hier kann angenommen werden, dass Anschlussbegehrende, die an einer Ausschreibung teilgenommen haben, ein Interesse an einer Realisierung der Anlage innerhalb dieses Realisierungszeitraums haben. Das EEG sieht bereits ein System aus Sicherheitsleistungen und Pönalen vor, sodass eine Harmonisierung sinnvoll erscheint.

Nummer 4 steht schließlich in Zusammenhang mit der Übergangsregelung in Absatz 5 Satz 3. Da Netzbetreiber teilweise bereits Reservierungen von Anschlusskapazität auf Grund eigener Bedingungen vorgenommen haben, haben die Kriterien Vorgaben dazu zu enthalten, wie diese bestehenden Reservierungen in das neue Regime überführt werden.

Satz 3 stellt klar, dass die Verbände, deren satzungsmäßiger Aufgabenbereich betroffen ist, von den Netzbetreibern zu beteiligen sind. Hierbei sind insbesondere Verbände der Erneuerbaren-Energien-Branche zu beteiligen.

Die von den Netzbetreibern, unter Berücksichtigung der Belange der Netzanschlussbegehrenden, erarbeiteten Vorgaben sind nach **Absatz 3** der Bundesnetzagentur spätestens neun Monate nach dem Inkrafttreten dieses Gesetzes zur Bestätigung vorzulegen. Diese bestätigt die Vorgaben oder verlangt Änderungen. Die Bundesnetzagentur kann insbesondere im Hinblick auf die in Absatz 2 genannten Maßgaben, wie etwa der Berücksichtigung der Belange der Anschlussbegehrenden, Änderungen verlangen. Verlangt die Bundesnetzagentur Änderungen, haben die Netzbetreiber die verlangten Änderungen vorzunehmen und die Vorgaben anschließend der Bundesnetzagentur erneut zur Bestätigung vorzulegen. Die Bundesnetzagentur kann Vorgaben zu Form und Frist zu dem

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Verfahren machen. Satz 5 legt darüber hinaus fest, dass die Bestätigung der Vorgaben durch die Bundesnetzagentur jedoch spätestens 18 Monate nach dem Inkrafttreten zu erfolgen hat. Dadurch soll eine Übergangszeit von sechs Monaten bis zur erstmaligen verpflichtenden Anwendung des neuen Reservierungsmechanismus, welche in Absatz 5 geregelt ist, sichergestellt sein. Dies erlaubt eine Umstellung der Verfahren bei den Netzbetreibern und gibt auch Anschlussbegehrenden ausreichend Zeit, sich auf die Anforderungen einzustellen.

Nach **Absatz 4 Satz 1 und 2** sind die jeweils für die erste Stufe der Reservierung vorgesehenen Nachweise der Planungsreife bereits dem Netzanschlussbegehren, als Informationen nach § 8a Absatz 4 Nummer 2 EEG 2023 (neu) beizufügen und gemeinsam mit diesem einzureichen. Bei der Stellung des Anschlussbegehrens für diese Anlagen, für die Anschlusskapazität reserviert werden soll, wird mithin in Zukunft eine gewisse Planungsreife vorausgesetzt. Befindet sich ein Projekt noch in einem frühen Planungsstadium, ermöglicht künftig die in § 17b EnWG (neu) eingeführte unverbindliche Netzanschlussauskunft, eine niedrigschwellige Information zu geeigneten Netzverknüpfungspunkten. Durch den Nachweis der Planungsreife bei Stellung des Anschlussbegehrens sind die Voraussetzungen dafür geschaffen, dass die Reservierung nach **Satz 2** durch den Netzbetreiber bereits mit Beantwortung des Netzanschlussbegehrens erfolgt. **Satz 3** sieht darüber hinaus vor, dass der Netzanschlussbegehrende verpflichtet ist, dem Netzbetreiber unverzüglich mitzuteilen, falls er die Errichtung und den Anschluss der Anlage für die ein Reservierung erfolgt ist, nicht weiterverfolgt. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass nicht mehr für die Realisierung eines bestimmten Projekts benötigte Kapazitäten möglichst schnell wieder freigegeben werden.

Absatz 5 regelt schließlich den zeitlichen Anwendungsbereich. Die Reservierungen nach den neuen Vorgaben sind erstmals für Anschlussbegehren, die zwei Jahre nach dem Inkrafttreten dieses Gesetzes gestellt werden, anzuwenden. **Satz 2** sieht eine Übergangsregel für bestehende Reservierungen vor. Auch diese Anlagen sind in den neuen Reservierungsrahmen zu überführen, um für alle Anlagen vergleichbare Bedingungen zur Nutzung der Netzkapazität zu schaffen, die möglichst effizient zum Anschluss von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie genutzt werden sollen. Hierbei wird den Anlagen eine Übergangszeit von einem Jahr gewährt, in der zunächst die bisher geltenden durch den Netzbetreiber aufgestellten Bedingungen fortgelten sollen. Danach ist eine Verlängerung nur nach den neuen Vorgaben zulässig. Die Übergangszeit von einem Jahr soll dazu dienen, die nach dem neuen Mechanismus erforderlichen Nachweise, die dem Stadium ihres Projektfortschritts entsprechen, einzuholen, um die Reservierung nach den neuen Vorgaben zu verlängern.

Zu § 8f EEG (Flexible Netzanschlussvereinbarungen)

§ 8f EEG 2023 (neu) regelt in Umsetzung von Artikel 6a der Richtlinie (EU) 2019/944, ge-ändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 (novellierte Strommarktrichtlinie) die Möglich-keit des Abschlusses flexibler Netzanschlussvereinbarungen für EE-Anlagen und am glei-chen Netzverknüpfungspunkt angeschlossener Stromspeicher.

Anders als bei standardmäßigen Netzanschlüssen wird bei einer flexiblen Netzanschluss-vereinbarung die installierte Leistung der Anlage anschlussseitig nicht unbeschränkt zur Verfügung gestellt. Die Netzanschlussleistung liegt konstant oder zeitweise unterhalb der installierten Leistung der Anlage („Überbauung“).

Für die Netzanschlussbegehrenden kann so ein günstigerer Netzverknüpfungspunkt, der ohne die Beschränkung der Netzanschlussleistung nicht (oder vor der Netzertüchtigung noch nicht) verfügbar wäre, gewählt und so der Netzanschluss insgesamt beschleunigt werden. Für die in der Praxis häufig langwierige und streitbehaftete Ermittlung des Netzverknüpfungspunktes wird ein erweiterter Lösungsraum aufgespannt. Durch den Sonder-fall des „cable pooling“ lassen sich sogar unterschiedliche Erzeugungsarten und Strom-speicher bei gleicher Netzdimensionierung an einem Netzverknüpfungspunkt kombinieren.

Auch für die Netzbetreiber wird durch die Möglichkeit zur Vereinbarung vorübergehender flexibler Netzanschlussvereinbarungen (bis zur Realisierung einer geplanten Netzertüchtigung) der Handlungsspielraum erweitert. Dauerhafte flexible Netzanschlussvereinbarungen können sogar vermeiden, dass Netzbetreiber aufgrund dieser Anlagen ihr Netz auf die Höchstleistung der Anlage dimensionieren müssen.

Absatz 1 ist die Grundnorm, die die Zulässigkeit flexibler Netzanschlussvereinbarungen klarstellt. Es liegt dabei in der Verantwortung des Anlagenbetreibers, zuverlässig sicherzustellen, dass sich die Einspeisung stets innerhalb der zulässigen Netzanschlussleistung bewegt und die technischen Vorgaben eingehalten werden. Die Konditionen einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung werden auf bilateraler Basis zwischen Netzanschlussbegehrendem und

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Netzbetreiber im Rahmen des Anschlussprozesses vor endgültiger Zusage des Netzanschlusses vereinbart, damit die lokale Netzsituation bestmöglich abgebildet werden kann.

Grundsätzlich ist der Abschluss von flexiblen Netzanschlussvereinbarung für alle Typen von Anlagen und alle Netzebenen denkbar und wird bereits in verschiedenen Konstellationen praktiziert. Die konkrete Ausgestaltung kann aber in der Praxis je nach Anlagenart und Netzsituation variieren.

Absatz 2 regelt die Mindestinhalte einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung. Dabei können sich die Rahmenbedingungen zur Beschränkung der Anschlussleistung unterscheiden:

Bei einer statischen Leistungsbegrenzung steht für die Dauer der flexiblen Netzanschluss-vereinbarung die Netzanschlussleistung in Höhe eines konstant vorgegebenen Maximal-wertes unterhalb der installierten Anlagenleistung zur Verfügung.

Bei einer dynamischen Leistungsbegrenzung ist die Netzanschlussleistung in vom Netzbetreiber vorab definierten und planbaren Zeitfenstern in unterschiedlicher Höhe nutzbar (beispielsweise in bestimmten Mittagsstunden mit einer niedrigeren und in den restlichen Zeit-räumen mit einer höheren maximalen Einspeiseleistung oder Bezugsleistung).

Bei einer volldynamischen Leistungsbegrenzung kann der Netzanschluss grundsätzlich im Umfang der maximalen Netzanschlussleistung genutzt werden – dem Verteilernetzbetreiber wird aber das Recht gegeben, ereignisorientiert je nach Auslastung die Höhe der Anschlussleistung, ggf. bis auf eine vereinbarte Untergrenze, zu beschränken, um so eine höhere Auslastung in Zeiten, in denen es keine Engpässe gibt, zu ermöglichen.

Besondere Beachtung verdient in diesem Zusammenhang Absatz 2 Satz 1 Nr. 6 und Satz 2. Hierdurch wird klargestellt, dass im Rahmen einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung auch die gemeinschaftliche Nutzung der Netzanschlussleistung an einem Netzverknüpfungspunkt durch unterschiedliche Anlagentypen (auch Stromspeicher) und Anlagen-betreiber vereinbart werden kann (sog. „cable pooling“). Da auch hier durch die Kombination mehrerer Anlagen die Summe der installierten Anlagenleistung die netzwirksame Anschlussleistung übersteigt („Überbauung“), ist das „cable pooling“ als Sonderfall der flexiblen Netzanschlussvereinbarung zu betrachten. Im Ergebnis müssen hier bestehender und hinzutretender Anlagenbetreiber noch zumindest eine Regelung finden, die eine dauerhafte gemeinsame Nutzung der anschlussseitig begrenzten Einspeisekapazität ermöglicht und die Leistungsbegrenzung auf den mit dem Netzbetreiber vereinbarten Wert sicherstellt.

Absatz 3 gibt dem Netzbetreiber in Umsetzung von Artikel 6a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 (novellierte Strommarktrichtlinie) auf, die Möglichkeit zum Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung am nächst-gelegenen geeigneten Netzverknüpfungspunkt zu prüfen, wenn dieser aufgrund eines Netzanschlusskapazitätsmangels im Rahmen der Netzverknüpfungspunktermittlung aus-scheidet; dies korrespondiert auch mit der neuen Vorgabe in § 17b Absatz 2 Satz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes zur unverbindlichen Netzanschlussprüfung und wird von Artikel 31 Absatz 3 der novellierten Strommarkt-Richtlinie gefordert.

Zu § 8g (Mitteilung des Einspeiseortes)

Im neuen § 8g EEG 2023 wird die Vorgabe eingeführt, dass Netzbetreiber innerhalb von vier Wochen, nachdem der Anschlussbegehrende das Netzanschlussanagebot des Netz-betreibers angenommen hat, dem Anschlussbegehrenden eine alphanumerische Bezeichnung des begehrten Ortes der Messung, der Entnahme und der Einspeisung von Energie mitteilen müssen. Hintergrund der Regelung ist, dass es derzeit bei der Bereitstellung der für die Teilnahme an der Marktkommunikation erforderlichen sogenannten Marktlokations-Identifikationsnummer (MaLo-ID) zu Verzögerungen kommt. Hierdurch werden verschiedene energiewirtschaftliche Prozesse behindert, insbesondere ist eine Nutzung der Direkt-vermarktung in der Regel erst mit einer MaLo-ID möglich. Durch die Pflicht zu einer schnellen Bereitstellung der alphanumerischen Bezeichnung wird dieser Missstand adressiert.

Zu Nummer 6 (§ 9)

Zu Buchstabe a

Durch den neu geschaffenen gesetzlichen Rollout von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen gemäß § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes werden Anlagenbetreiber weitgehend von ihren bisherigen Verpflichtungen zur Sicher-stellung von Sicht- und Steuerbarkeit in dem bisherigen § 9 Absatz 1 und 1a EEG 2023 entlastet. Künftig wird der Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen und

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Steuerungseinrichtungen aus einer Hand durch den Messstellenbetreiber gewährleistet. Auf diese Weise wird der aus Systemsicht notwendige Steuerungsrollout an einem gesetzlichen Fahrplan ausgerichtet. Unklarheiten über Verantwortlichkeiten sowie aufwendige Prozesse rund um die Bestellung von Steuerungstechnik durch einzelne Anlagenbetreiber sowie Nachweispflichten gegenüber dem Netzbetreiber werden hinfällig. Auch der bisherigen Exkulpationsregelung in Absatz 1b bedarf es nicht mehr.

Der neu gefasste § 9 Absatz 1 EEG 2023 sieht klarstellend und in bündiger Form vor, dass Betreiber von Anlagen im Sinne des § 3 Nummer 1 EEG und KWK-Anlagen sicherzustellen haben, dass ihre Anlagen und KWK-Anlagen sowie die elektrische Anlage hinter der Hausanschlusssicherung in einem technischen Zustand betrieben und erhalten werden, bei dem Netzbetreiber oder andere Berechtigte jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen können und die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufen-los ferngesteuert regeln können. Darüber hinaus muss sichergestellt sein, dass der Messstellenbetreiber seine Ausstattungspflichten nach den §§ 3 und 29 des Messstellenbetriebsgesetzes umsetzen kann. Die Regelung stellt im Verbund mit §§ 52, 52a sicher, dass die Steuerung oder die Abrufung der Ist-Einspeisung durch den Netzbetreiber oder andere Berechtigter nicht einseitig durch den Anlagenbetreiber verhindert wird. Bei Anlage, die keine oder nur betrieblich bedingt geringe Mengen Elektrizität in das Stromnetz einspeisen (sog. „Nulleinspeisung“) gilt nach § 29 Absatz 5 des Messstellenbetriebsgesetzes eine Befreiung von der Verpflichtung zur Steuerbarkeit, entsprechend ist auch die Verpflichtung nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 in diesen Fällen nicht anzuwenden.

Die verbleibenden Pflichten folgen bereits heute aus der Eigentümerverantwortung des Anlagenbetreibers und der grundlegenden Systematik des Energiewirtschaftsrechts, werden jedoch zur Vermeidung von Unklarheiten und Streitigkeiten in der Praxis mit Absatz 1 nochmals klarstellend geregelt. Die Mitwirkungspflicht gegenüber dem Messstellenbetreiber umfasst alles seitens des Anlagenbetreibers Erforderliche, dass der Messstellenbetreiber das intelligente Messsystem sowie Steuerungseinrichtungen informationstechnisch an die Anlage anbinden kann, beispielsweise indem er erforderliche Datenkommunikationskabel bis hin zum Zählerplatz für die Anbindung einer Dachanlage vorhält. Bei nach Ausstattung der Messstelle mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen in Betrieb genommenen Anlagen obliegt dem Anlagenbetreiber darüber hinaus die informationstechnische Anbindung an die Steuerungseinrichtung bzw. ein mit der Steuerungs-einrichtung verbundenes Energiemanagementsystem (in der Regel über Anbringung eines LAN-Datenkabels).

Die Aufhebung von § 9 Absatz 1b EEG 2023 erfolgt aufgrund der Neuordnung der Verantwortlichkeiten im Rollout von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen. Auf die Begründung zu § 9 Absatz 1 EEG 2023 wird verwiesen.

§ 9 Absatz 2 EEG 2023 sieht weiterhin notwendige Übergangsregelungen für die Sicher-stellung der Systemsicherheit bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems vor. Zusätzlich wird geregelt, dass die Übergangstechnik vom Anlagenbetreiber bis zur erfolgreichen Testung der Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber über die SMGW-konforme Steuerungstechnik weiter vorgehalten werden muss. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Steuerbarkeit nahtlos über den technischen Systemwechsel hinweg gewähr-leistet bleibt. Der Netzbetreiber hat die Testung auf Ansteuerbarkeit spätestens im Rahmen der nächsten, auf den Einbau des intelligenten Messsystems und der technischen Einrichtungen im Sinne des Absatzes 1 folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufen der Ist-Einspeisung vorzunehmen. Diese Testung bezieht sich auf die Ansteuerbarkeit der Anlage. Die Pflicht der Anlagenbetreiber, jederzeit die Abrufung der Ist-Einspeisung zu gewährleisten, ist hingegen bereits mit Einbau eines intelligenten Messsystems erfüllt; die entsprechende Vorgaben in Nummer greift also nur, solange und soweit kein intelligentes Messsystem verbaut ist. Etwaig bereits vorhandene Übergangstechnik zur Abrufung der Ist-Einspeisung kann somit nach Einbau des intelligenten Messsystems, anders als Steuerungstechnik, bereits ausgebaut werden. Der Anlagenbetreiber hat nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 des Messstellenbetriebsgesetzes die Möglichkeit, eine vorzeitige Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem zu beauftragen.

In Satz 1 Nummer 1 und 2 werden die Schwellenwerte klarstellend an den in § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetz genannten 100-Kilowatt-Schwellenwert angeglichen. Neu angefügt wird in den Nummern 2 und 3 eine Verpflichtung für Anlagen von mehr als 2 und weniger als 100 Kilowatt installierter Leistung, bis zur Herstellung der Steuerbarkeit über intelligente Messsysteme und der erfolgreichen Testung der Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber eine Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung auf 50 Prozent der installierten Leistung sicherzustellen. Die Begrenzung dieser Anlagen gilt für Betreiber von Anlagen aber nur, sofern die Anlage der Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023 oder des

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Mieterstromzuschlags nach § 19 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023 zugeordnet ist. Wird hingegen der ins Netz eingespeiste Strom entweder der Marktprämie nach § 20 EEG 2023 oder der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a EEG 2023 zugeordnet und wird darüber hinaus kein Strom im Rahmen des Mieterstroms weitergegeben, besteht die Pflicht zur Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung nicht.

Die Streichung von Absatz 2 Satz 2 stellt eine Folgeänderung zur Anpassung von Absatz 1 dar.

Absatz 2a schafft eine ab dem 1. Januar 2028 anwendbare pauschalisierte Ausgleichsregelung für den Fall, dass Betreiber von Anlagen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 auch nach Einbau eines intelligenten Messsystems und einer Steuerungseinrichtung durch den Messstellenbetreiber mangels positiver Testung der Ansteuerbarkeit der Anlage durch den Netzbetreiber übergangsweise zwei Arten von Steuertechnik betreiben müssen, nämlich die in § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 EEG 2023 beschriebenen technischen Einrichtungen zur Steuerung und daneben die neue Technik. Nicht erfasst ist hingegen die Fallgruppe nach Absatz 2 Nummer 3. Kann der Netzbetreiber die neue Steuerungstechnik noch nicht verwenden, so bedarf es aus Netzsicherheitsgründen des Einbaus bzw. Weiterbetriebs von alternativer Steuerungstechnologie. Der Netzbetreiber hat in diesem Fall eine pauschale Ausgleichszahlung an den Anschlussnutzer zu leisten, welche einen Ausgleich für die ihm entstehende doppelte Belastung leistet. Der Betrag in Höhe von 100 Euro brutto jährlich orientiert sich dabei an der in § 30 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes vorgesehenen Preisobergrenze für Einbau und Betrieb der neuen, Smart-Meter-Gateway-tauglichen Steuertechnik und ist unabhängig von der Anzahl der zu steuernden Anlagen des jeweiligen Betreibers. Da der (Weiter-)Betrieb von alter Steuerungstechnik allein im Netzinteresse erfolgt, ist eine Kostenzuweisung an den Netzbetreiber sachgerecht. Dem Netzbetreiber steht es frei, die Anlage unmittelbar nach Ausstattung mit dem intelligenten Messsystem und der neuen Steuerungstechnik auf Ansteuerbarkeit durch ihn zu testen, oder dies, unter Auslösung einer Zahlungspflicht für jedes angefangene Jahr nach dem Einbau der Steuerungstechnik, erst im Rahmen der folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufen der Ist-Einspeisung vorzunehmen. Satz 2 sieht eine Exkulpationsmöglichkeit für den Netzbetreiber vor. Eine Zahlungspflicht für das Folgejahr entfällt, wenn der Netzbetreiber zwar einen erfolglosen Test durchgeführt hat, er jedoch nachweisen kann, dass er den Fehlschlag des Ansteuerungstests nicht zu vertreten hat. Es genügt hierfür der Nachweis, dass der Netzbetreiber in seiner Sphäre und in seiner Rolle als Netzbetreiber alles seinerseits Erforderliche zur Ansteuerbarkeit der Anlage getan hat. Ein solcher Nachweis dürfte beispielsweise erbracht sein, wenn der Netzbetreiber durch geeignete Protokolle im Rahmen des Ansteuerbarkeitstests den Eingang des Steuerbefehls beim Smart-Meter-Gateway darlegen kann. Scheitert der Test aufgrund von Umständen, die dem grundzuständigen Messstellenbetreiber zuzuordnen sind, muss der Netzbetreiber sich dies aufgrund der getrennten Marktrollen nicht zurechnen lassen. In diesem Fall entsteht dem Anlagenbetreiber allerdings auch keine doppelte Kostenbelastung, da der Messstellenbetreiber nur dann ein Entgelt für Einbau und Betrieb einer an ein Smart-Meter-Gateway angebundenen Steuerungseinrichtung erheben kann, wenn er die Leistungen nach § 34 Absatz 1 Nummer 5 bis 7 des Messstellenbetriebsgesetzes ordnungsgemäß erbringt und dies gegenüber dem Anschlussnehmer auf dessen Verlangen nachweist.

Zu Buchstabe b

Bei der Änderung in § 9 Absatz 4 EEG 2023 handelt es sich um eine redaktionelle Folge-änderung.

Zu Nummer 7 (§ 10)

Die Ergänzung des neuen § 10 Absatz 1 Satz 2 EEG 2023 dient lediglich der Klarstellung. Es wird klargestellt, dass das derzeit in § 13 Absatz 2 Satz 4 der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) normierte Eintragungserfordernis in ein Installateursverzeichnis auch bei dem Anschluss von EEG-Anlagen an eine elektrische Anlage i. S. d. NAV anwendbar bleibt. § 13 Absatz 2 Satz 4 NAV setzt die Eintragung eines Installationsunter-nehmens in ein Installateursverzeichnis voraus, um Arbeiten an der elektrischen Anlage i.S.d. § 13 Absatz 1 Satz 1 NAV vornehmen zu dürfen. Die Anwendbarkeit dieser Vorgabe hat § 10 Absatz 1 Satz 1 EEG 2023 nicht geändert, was nun durch den neu eingefügten Satz 2 klargestellt wird.

Typischer Anwendungsfall ist der Anschluss einer Solaranlage über den bereits vorhandenen oder zeitgleich errichteten Netzanschluss im Sinne der NAV. Hierbei wird der Strom oft ganz oder teilweise zur Deckung des Eigenverbrauchs genutzt, kann aber auch vollständig über den Netzanschluss im Sinne der NAV in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 8 (§ 10a)

Zu Buchstabe a und Buchstabe b

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen.

Zu Nummer 9 (§ 10b)

In § 10b EEG 2023 werden diverse Klarstellungen und Vereinfachungen vorgenommen, um Hürden zur Nutzung der Direktvermarktung abzubauen.

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

So wird in § 10b Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 Buchstabe b EEG 2023 klargestellt, dass auch die vollständige ferngesteuerte Abschaltung einer Anlage den Steuerbarkeitsanforderungen des § 10b EEG 2023 entspricht, soweit keine genauere technische Möglichkeit besteht. Die Änderung schafft daher die Möglichkeit zur Teilnahme an der Direktvermarktung für Betreiber von Anlagen mit älteren Wechselrichtern, bei denen keine Einrichtungen zur mehrstufigen oder stufenlosen Steuerung möglich sind.

Zu Doppelbuchstabe bb

In § 10b Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 wird die zeitliche Frist zum Nachweis der Fernsteuer-barkeit näher an den tatsächlichen Gegebenheiten des Anlagenbetriebs ausgerichtet. Zum einen wird (insbesondere für neue Anlagen) der Start des Fristlaufs zukünftig nicht mehr von der Inbetriebnahme, sondern von der erstmaligen Einspeisung abhängig gemacht. Mit der Änderung werden solche Situationen adressiert, in denen aus nicht von dem Errichter der Anlage zu vertretenden Gründen die erstmalige Einspeisung mehr als 8 Wochen nach Inbetriebnahme der Anlage erfolgt. Da für den Nachweis der Fernsteuerbarkeit eine Netz-anbindung der Anlage bestehen muss, konnte die bisherige Frist in solchen Fällen nicht eingehalten werden. Zum anderen werden Situationen adressiert, bei denen bestehende Anlagen erstmals in die Direktvermarktung wechseln oder bei einer bestehenden Anlage das Direktvermarktungsunternehmen oder der Betreiber wechselt. In solchen Fällen beginnt zukünftig ebenfalls eine Frist zum Nachweis der Fernsteuerbarkeit. Diese wird durch die Meldung des Direktvermarktungsunternehmens an den Netzbetreiber ausgelöst, die Vermarktung der Anlage zu übernehmen. Bisher war ungeklärt, ob in solchen Fällen ein Nachweis der Fernsteuerbarkeit ab der ersten Sekunde der (neuen) Direktvermarktung vorliegen musste. Von dieser zweiten Frist können unter Umständen auch Anlagen profitieren, die ihren Strom bereits in der Direktvermarktung vermarkten und bei denen ein erneuter Test der Fernsteuerbarkeit der Anlage notwendig wird, bspw. aufgrund einer Anlagenerweiterung.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa und Doppelbuchstabe ccbb

In § 10b Absatz 2 werden die Vorgaben zur technischen Umsetzung der Steuerbarkeit da-hingehend angepasst, dass die Nutzung des Smart-Meter-Gateways für eine Übergangszeit bis zum 1. Januar 2028 ausgesetzt ist. Dies verschafft Direktvermarktern Zeit, um ihrerseits eine Steuerung über Smart-Meter-Gateways vollumfänglich und massentauglich umzusetzen. Entsprechend den Änderungen am MsbG durch das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende kann die Steuerung zunächst auch auf anderem Weg als über das Smart-Meter-Gateway erfolgen. Außerdem wird eine bestehende Ausnahmeregelung für Anlagen bis 100 Kilowatt installierter Leistung, die den gesamten erzeugten Strom einspeisen, abgeschafft. Als Folgeänderung kann der bisherige Satz 5 gestrichen werden.

Zu Buchstabe c

Weiterhin wird in § 10b Absatz 5 EEG 2023 die Rechtsgrundlage für eine Vereinheitlichung und Vereinfachung der Nachweisführung zu den Vorgaben des § 10b EEG 2023 geschaf-fen. Die Netzbetreiber werden verpflichtet, innerhalb eines Jahres ab Inkrafttreten einheitli-che und einfach umsetzbare Nachweise abzustimmen und dabei die Massengeschäfts-tauglichkeit der Nachweisführung sicherzustellen. Damit soll dem Umstand begegnet werden, dass derzeit verschiedene Netzbetreiber verschiedene Anforderungen zur Überprü-fung der Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmen stellen. Damit geht eine unnötige Komplexität für Betreiber von EE-Anlagen und Direktvermarktungsunternehmen einher. Zusätzlich kann die Bundesnetzagentur zukünftig

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

verpflichtende Vorgaben zur Nachweisführung machen. Diese Möglichkeit dürfte insbesondere genutzt werden, wenn die Netzbetreiber keine oder für die zukünftigen Anwender nicht hinreichend massentaug-liche Regelungen zur Vereinheitlichung treffen.

Schließlich wird in § 10b Absatz 6 EEG 2023 eine Verpflichtung der Direktvermarktungs-unternehmen eingeführt, Verstöße von Anlagenbetreibern gegen die Pflichten des § 10b EEG 2023 beim Anlagenbetreiber anzumahnen und dem zuständigen Netzbetreiber mitzu-teilen, falls der Anlagenbetreiber den Verstoß nicht abstellt. Die Regelung stellt sicher, dass Netzbetreiber nötigenfalls Pönalen nach § 52 EEG 2023 verhängen können. Ohne entsprechende Mitteilungen der Direktvermarktungsunternehmen fällt es Netzbetreibern in der Praxis schwer, Verstöße gegen die Vorgaben aus § 10b EEG 2023 zu identifizieren, und die Sanktionsbewehrung der Norm droht leerzulaufen.

Zu Nummer 10 (§ 10c)

Durch den neuen § 10c Satz 2 EEG 2023 wird eine klarstellende Regelung getroffen, dass § 10c EEG 2023 seit dessen Inkrafttreten am 16. Mai 2024 unabhängig vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Solaranlage und damit auch für Solaranlagen, die vor dem Inkrafttreten des EEG 2023 in Betrieb genommen worden sind, anwendbar ist. Durch die Aufnahme dieser klarstellenden Regelung soll einer möglichen Rechtsunsicherheit vorgebeugt werden. Der bestehende tatbestandliche Anwendungsbereich von § 10c Satz 1 EEG 2023 wird mit dieser Klarstellung nicht berührt, die dort genannten Voraussetzungen müssen in jedem Fall vollumfänglich vorliegen. Insbesondere gilt weiterhin, dass mit der Regelung nicht in bestehende Vertragsverhältnisse und erfolgte Abrechnungen von Stromlieferungen eingegriffen wird. Auch erfolgt durch die Anwendbarkeitserklärung keine Ausnahme von der Voraussetzung, dass der Anlagenbetreiber die gesonderte Zuordnung nach § 10c Satz 1 EEG 2023 verlangen muss.

Zu Nummer 11 (§ 11)

Zu Buchstabe a

Durch die Änderung in § 11 Absatz 1 Satz 1 EEG 2023 wird dem Umstand Rechnung ge-tragen, dass im Fall der Abregelung nach Maßgabe des § 5 Absatz 3 (neu) EEV n.F. die Netzbetreiber zugleich von ihrer Abnahmepflicht nach § 11 Absatz 1 EEG befreit werden.

Zu Buchstabe b

Durch den neuen § 11 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 wird ein Satz zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen ergänzt und insoweit eine Klarstellung vorgenommen. Für flexible Netzanschlussvereinbarungen ist es konstituierend, dass abweichend von § 11 Absatz 1 nicht der gesamte erzeugte Strom einer Anlage abgenommen werden muss, sondern nur die Stromerzeugung, die sich im Rahmen der entsprechenden Vereinbarung bewegt.

Zu Nummer 12 (§ 11a)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 13 (§ 12)

Zu Buchstabe a

Der neue § 12 Absatz 3 Satz 2 EEG 2023 (neu) fügt einen neuen Referenzwert sowie Maßstab für die Bestimmung der Zumutbarkeitsschwelle nach § 12 Absatz 3 Satz 1 EEG 2023 ein, um im Rahmen der Betrachtung den nach § 1 EEG 2023 festgelegten Zielen dieses Gesetzes Rechnung zu tragen.

Der Wert in § 12 Absatz 3 Satz 2 Halbsatz 1 EEG 2023 (neu) stellt die erwarteten Netz-ausbaukosten in Relation zur erwarteten Stromerzeugung der anzuschließenden Anlage während deren Nutzungsdauer, um den volkswirtschaftlichen Nutzen in einem angemessenen Verhältnis abzubilden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Dazu wird ein Referenzwert in Höhe von 15 Euro je Megawattstunde ermittelt, der sich aus den annuitätischen zu erwartenden Netzausbaukosten im Stromverteilnetz und der bis dahin erwarteten Menge an erzeugtem Strom aus Wind an Land, Photovoltaik, Biomasse und Laufwasserkraft ergibt. Es wird auf diese Technologien abgestellt, da sie zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen an Land maßgebliche Beiträge liefern und daher prinzipiell den erwarteten einspeisegetriebenen Netzausbaubedarf im Stromverteilnetz bedingen werden.

Für die Berechnung der erwarteten Stromerzeugung sind als Nutzungsdauer für Solaranlagen in der Regel 30 Jahre und für andere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in Anlehnung an die in § 25 Absatz 1 EEG 2023 vorgesehene Dauer in der Regel 20 Jahre anzusetzen. Wird allerdings im Rahmen des Anschlussbegehrens glaubhaft dargelegt, dass die Anlage länger betrieben werden soll, beispielsweise durch einen Vertrag über die Abnahme des zu erzeugenden Stroms, kann auch eine längere Dauer in Ansatz gebracht werden.

Hinsichtlich der jährlich zu erwarteten Stromerzeugungsmenge der einzelnen Anlage kann auf durchschnittlich in Deutschland erreichbare Volllaststunden abgestellt werden. Für Photovoltaikanlagen kann in Deutschland hierbei eine durchschnittliche Anzahl von 1000 Volllaststunden angenommen werden, für Windenergieanlagen an Land eine Anzahl von 2400 Volllaststunden. Anstelle von Durchschnittswerten kann bei geeignetem Nachweis eine individuelle Annahme der erreichbaren Volllaststunden in Ansatz gebracht werden. § 11 Absatz 2 EnWG bleibt jedoch wie bisher auch entsprechend anwendbar, sodass auch eine Spitzenkappung von 3 % hinsichtlich der jährlich zu erwartenden Stromerzeugung in Ansatz gebracht werden kann.

§ 12 Absatz 3 Satz 2 Halbsatz 2 EEG 2023 (neu) sieht vor, dass die Vermutung aus Halbsatz 1 für die wirtschaftliche Zumutbarkeit nur in besonders extremen Ausnahmefällen widerleglich ist. Die Härtefallklausel soll nur solche Fälle erfassen, die die äußerste Grenze dessen überschreiten, was einem Netzbetreiber betriebswirtschaftlich zumutbar ist. Hier sind angesichts der Möglichkeit, Netzausbaukosten im Rahmen der Anreizregulierung geltend zu machen, besonders hohe Hürden anzusetzen. Ein solcher Fall kann etwa dann vorliegen, wenn die Erstattung der Kosten nur mit großem Zeitverzug zu erwarten ist und die Kosten der Kapazitätserweiterung so hoch sind, dass sie die finanzielle Handlungsfähigkeit des Netzbetreibers bis zur Erstattung der Kosten aufheben würde. Nach Satz 3 hat der Netzbetreiber dies im konkreten Einzelfall nicht nur gegenüber dem Anschlussbegehrenden, sondern auch gegenüber der zuständigen Regulierungsbehörde darzulegen, damit diese prüfen kann, ob sie Anlass zur Einleitung aufsichtsrechtlicher Maßnahmen sieht.

§ 12 Absatz 3 Satz 4 EEG 2023 (neu) stellt parallel zur Ergänzung in § 8 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 (neu) klar, dass bei der Bestimmung der Zumutbarkeit des Netzausbaus die Kosten für Kapazitätserweiterungen nur mit dem Anteil zu berücksichtigen sind, der der durch die Anlage in Anspruch genommen Kapazität im Verhältnis zur Gesamtsteigerung der Kapazität des Netzes entspricht. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass, wenn die Netzkapazität vorausschauend weitergehender als für die einzelne Anlage notwendig erweitert wird, die hierfür insgesamt anfallenden Kosten nicht einer einzelnen Anlage gegenübergestellt werden.

§ 12 Absatz 3 Satz 5 EEG 2023 (neu) legt fest, dass der in Satz 2 Halbsatz 1 angegebene Referenzwert in dem Maße angepasst wird, indem sich der amtlich festgestellte Erzeugerpreisindex für Investitionsgüter gegenüber dem Referenzjahr 2023 verändert.

§ 12 Absatz 3 Satz 6 EEG 2023 (neu) dient als Korrektiv des neuen Maßstabs zur Be-stimmung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit von netzseitigen Kapazitätserweiterungen. Gerade bei kleineren Anlagen, wie Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 (neu), kann die Schwelle verhältnismäßig schneller erreicht werden, da die erwartete Stromerzeugung geringer ausfällt. Zwar erscheint auch hier der Maßstab nach § 12 Absatz 3 Satz 2 in Verbindung mit Satz 4 EEG 2023 (neu) aus volkswirtschaftlicher Sicht angemessen. Jedoch soll der Anschluss kleinerer Anlagen gerade auf privaten Dächern weiterhin möglich bleiben, auch wenn im Einzelfall hierfür kapazitätserweiternde Maßnahmen notwendig sein sollten. In diesen Fällen erscheint es angemessen, dass der Netzbetreiber die Kapazitätserweiterung nicht bereits mit Verweis auf eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit der Kapazitätserweiterung ablehnen kann, sondern dem Anlagenbetreiber die Möglichkeit zur Verfügung zu stellen hat, den Differenzbetrag um den die Ausbaumaßnahme den zumutbaren Betrag übersteigt, selbst zu zahlen. Auch in diesen Fällen trägt jedoch der Netzbetreiber die Kosten bis zu dem nach § 12 Absatz 3 Satz 2 in Verbindung Satz 4 EEG 2023 (neu) wirtschaftlich zumutbaren Betrag.

§ 12 Absatz 3 Satz 7 EEG 2023 stellt klar, dass bei der Berechnung der erwarteten Stromerzeugung nach Satz 2 Halbsatz 1 die Spitzenkappung in Höhe von 3% der erwarteten Stromerzeugung pro Jahr gemäß § 11 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechend anzuwenden ist.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe b

In § 12 Absatz 4 EEG 2023 (neu) wird eine Regelung für Fälle volkswirtschaftlicher Unzumutbarkeit von Anschlussbegehren getroffen. Aus den Regelungen des § 12 Absatz 3 EEG 2023 (neu) ergibt sich die Möglichkeit, dass Kapazitätserweiterungen anteilig einem Anschlussbegehrenden in Rechnung gestellt werden, es für die ungenutzte Kapazitätserweiterung aber auf längere Sicht keine Verwendung gibt, weil z.B. keine weiteren geeigneten Flächen für Erzeugungszwecke verfügbar sind. In diesen Fällen wäre der Netzausbau teilweise über einen längeren Zeitraum oder dauerhaft überdimensioniert; um dem entgegenzuwirken, wird in § 12 Absatz 4 Satz 1 EEG 2023 für die gesamte Kapazitätserweiterung eine erwartbare Mindestauslastung von 90 Prozent innerhalb von 10 Jahren nach voraussichtlicher Fertigstellung der Kapazitätserweiterung gefordert.

§ 12 Absatz 4 Satz 2 EEG 2023 legt fest, dass die Mindestauslastung sich hierbei aus der prognostizierten belegten Anschlusskapazität, bemessen anhand der prognostizierten installierten Leistung der angeschlossenen Erzeugungsanlagen, im Verhältnis zur gesamten Kapazitätserweiterung ergibt. Die prognostizierte installierte Leistung der angeschlossenen Erzeugungsanlagen bestimmt sich aus der in einem Radius von 10 Kilometern um diesen Verknüpfungspunkt in Windenergiegebieten nach § 2 Nummer 1 Windenergieflächenbedarfsgesetz installierbaren Leistung von Windenergieanlagen und den für den Zehnjahres-zeitraum des jeweils aktuellen Netzausbauplans nach § 14d des Energiewirtschaftsgesetzes zugrunde gelegten Prognosen der Einspeiseleistung. Letzteres sind Daten, die dem Netzbetreiber aufgrund der Anfertigung des Netzausbauplans nach § 14d des Energiewirtschaftsgesetzes vorliegen.

Ist der Netzbetreiber nach § 14d Absatz 8 EnWG nicht zur Erstellung eines Netzausbau-plans verpflichtet, sind nach § 12 Absatz 4 Satz 3 EEG 2023 für die Prognose über die erwartbare Auslastung der Kapazitätserweiterung alle dem Netzbetreiber vorliegenden voraussichtlichen Netzanschlussbegehren in einem Zehnjahreszeitraum ab Fertigstellung der Kapazitätserweiterung zu verwenden. Dies umfasst insbesondere diejenigen Daten, die er im Zuge seiner Mitwirkung nach § 14d Absatz 9 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes an den ihm vorgelagerten Netzbetreiber übermittelt hat. Anschlussbegehrende haben die Möglichkeit, dem Netzbetreiber Informationen über voraussichtliche Anschlussbegehren in einem Zehnjahreszeitraum ab Fertigstellung der Kapazitätserweiterung am betreffenden Verknüpfungspunkt innerhalb einer angemessenen Frist zu übermitteln.

§ 12 Absatz 4 Satz 4 EEG 2023 stellt klar, dass im Fall einer Berücksichtigung der Kosten der Kapazitätserweiterung in voller Höhe die vorgenannten Daten zu Prognosen der Einspeiseleistung dem Anschlussbegehrenden auf Verlangen zu übermitteln sind. Hierdurch wird sichergestellt, dass der Anschlussbegehrende im Fall einer vollen Kostenberücksichtigung die Berechnung des Netzbetreibers transparent nachvollziehen kann.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeanpassung.

Zu Nummer 144 (§ 19)

Die Anpassungen in § 19 Absatz 3 bis 3c EEG 2023 dienen der weiteren Flexibilisierung von Strom-speichern für eine aktive Teilnahme am Strommarkt und somit der Netz- und Systemintegration des Stroms aus erneuerbaren Energien (EE-Strom). Dies ist auch für die Dämpfung von temporären Erzeugungsüberschüssen dringend erforderlich.

Die Aktivierung der flexiblen Nutzungsmöglichkeiten von Stromspeichern am Strommarkt kann dabei helfen, einerseits den Verbrauch von Strom in Zeiten mit niedrigen Marktpreisen (und hoher EE-Stromerzeugung) und andererseits die Einspeisung von Strom in Zeiten mit hohen Marktpreisen (und niedriger EE-Stromerzeugung) zu verlagern. Durch ihre Fähigkeiten zur zeitlichen Entkopplung der verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten zum Stromverbrauch für die Einspeicherung und der Stromerzeugung für die Ausspeicherung können Stromspeicher ihre Speicherfunktion für eine Flexibilisierung sowohl auf der Nachfrageseite (Strombezug mit dynamischen Tarifen) als auch auf der Angebotsseite (preisoptimierte Direktvermarktung) nutzen und in der bidirektionalen Kombination auch von Arbitragegeschäften profitieren.

Anknüpfend an die neuen Regelungen aus dem „Solarpaket I“ (Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 15. Mai 2024, BGBl. 2024 I Nr. 151) werden die Rahmenbedingungen für eine aktive Marktteilnahme mit Stromspeichern durch die Anpassungen in § 19 EEG 2023 – im Zusammenspiel mit weiteren

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Anpassungen im EEG und im Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) – weiter verbessert und vereinfacht. Zudem wird soweit wie möglich auch die Einbeziehung von bidirektional genutzten Ladepunkten zur Versorgung von Elektrofahrzeugen eröffnet.

Der Speicherbetreiber soll künftig zwischen drei verschiedenen Optionen wählen können, um die Fähigkeiten seines Stromspeichers in Kombination mit einer EE-Anlage sowohl für den eigenen Verbrauch als auch für eine Teilnahme am Strommarkt nutzen zu können: Zusätzlich zu der bereits bisher nach § 19 Absatz 3 EEG 2023 bestehenden Ausschließlichkeitsoption werden eine erweiterte Abgrenzungsoption sowie eine neue Pauschaloption eröffnet. Letztere tritt an die Stelle der mit dem „Solarpaket I“ eingeführten Wechseloptionen. Sowohl die erweiterte Abgrenzungs- als auch die neue Pauschaloption können nicht nur eine (anteilige) EEG-Förderung für die Netzeinspeisung aus bidirektional genutzten Mischstromspeichern, sondern zugleich eine komplementäre Saldierung der Umlagen nach dem EnFG in Höhe der nicht förderfähigen Netzeinspeisung eröffnen.

Absatz 3: Der neue Absatz 3 strukturiert die Optionen, die dem Speicherbetreiber bei einer Zwischenspeicherung von EE-Strom vor einer Netzeinspeisung zur Verfügung stehen und enthält allgemeine Vorgaben, die für alle drei Optionen gelten. Satz 1 eröffnet die Wahlmöglichkeit zwischen der Ausschließlichkeits-, der Abgrenzungs- und der Pauschaloption: Der Betreiber kann nach Maßgabe der jeweiligen Option den Anspruch auf eine Förderzahlung „nach Absatz 1“ geltend machen. Bei dem Verweis auf Absatz 1 handelt es sich unverändert um einen Rechtsgrundverweis, d.h. die Voraussetzungen für die Förderzahlung nach Absatz 1 müssen vorliegen. Dementsprechend sieht Satz 2 vor, dass sich der Förderanspruch für Netzeinspeisung aus dem Stromspeicher nach der Höhe des Zahlungsanspruchs bemisst, der bei einer unmittelbaren Einspeisung des EE-Stroms ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte. Wird beispielsweise Strom aus zwei Solaranlagen mit unterschiedlichen Fördersätzen gespeichert, gilt bei einer gemeinsamen Erfassung der Netzeinspeisemengen die leistungsproportionale Zuordnung nach dem Verhältnis der installierten Leistungen der beiden Solaranlagen gemäß § 24 Absatz 3 Halbsatz 2 EEG 2023 auch für die Förderzahlungen auf die Netzeinspeisung aus dem Stromspeicher nach Absatz 3. Dies gilt entsprechend auch bei Inanspruchnahme der Pauschaloption. Die Netzeinspeisung des Stromspeichers kann in dem Fall über die gemeinsame Messeinrichtung miterfasst wer-den. Satz 2 entspricht der bisherigen Regelung in § 19 Absatz 3 Satz 3 EEG 2023.

Satz 3 stellt klar, dass der Förderanspruch bei einer Einspeisung aus mehreren Strom-speichern an einer Einspeisestelle nur einheitlich nach derselben Option für alle Strom-speicher in Anspruch genommen werden kann.

Satz 4 eröffnet eine entsprechende Anwendung der Abgrenzungs- und der Pauschaloption auch für bidirektional betriebene Ladepunkte für Elektromobile, bei denen anteilig EE-Strom (ohne vorherige Netzeinspeisung) zum Laden genutzt wird. Dies erfolgt nach den gleichen Maßgaben, die auch für die entsprechende Anwendung der Stromspeicherregelungen zur Umlagesaldierung auf bidirektionale Ladepunkte nach § 21 Absatz 3 EnFG geten: Im Rahmen der entsprechenden Anwendung wird fingiert, dass Ladepunkte Strom-speichern gleichzusetzen sind (Nummer 1), der Ladestromverbrauch dem Ladepunkt zu-zurechnen ist (Nummer 2) und in gleicher Weise auch die Stromerzeugung dem Lade-punkt zugerechnet wird, soweit der Strom über den Ladepunkt ins Netz eingespeist wird (Nummer 3). Die Zurechnung zum jeweiligen bidirektionalen Ladepunkt erfasst pauschal die Ladeverbräuche und die Stromeinspeisungen aller Elektromobile, die über den Lade-punkt Strom beziehen oder rückspeisen. Dies ermöglicht eine handhabbare Abwicklung der (anteiligen) EEG-Förderung für entsprechend über den Ladepunkt „zwischengespeicherte“ EE-Strommengen.

Absatz 3a: Die „Ausschließlichkeitsoption“ wird nunmehr in Absatz 3a geregelt. Sie entspricht – im Zusammenspiel mit den in Absatz 3 n.F. geregelten allgemeinen Vorgaben – den bisher in Absatz 3 a.F. geregelten Nutzungsmöglichkeiten mit einer klarer gefassten Struktur und Formulierung. Die Inanspruchnahme dieser Option steht Stromspeichern offen, die innerhalb eines Kalenderjahres ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas (EE-Strom) zur Einspeicherung verbrauchen. Diese reinen EE-Stromspeicher erzeugen selbst zwar keinen EE-Strom, gelten aber auf-grund der ausschließlichen Zwischenspeicherung von EE-Strom als „Anlagen“ nach § 3 Nummer 1 Variante 2 EEG 2023. Der Betreiber kann daher nach Satz 1 für den in diesen Speichern durch Ausspeicherung erzeugten und ins Netz eingespeisten Strom den Förderanspruch nach Absatz 3 i.V.m. Absatz 1 Nummer 1 und 2 (Marktprämie und Einspeisevergütung) geltend machen. Satz 2 zur entsprechenden Anwendung bei Speichergasen entspricht den bisherigen Regelungen in § 19 Absatz 3 Satz 4 EEG 2023.

Absatz 3b: Die erweiterte Abgrenzungsoption für Mischstromspeicher ist nunmehr als Absatz 3b geregelt. Sie entspricht grundsätzlich – im Zusammenspiel mit den in Absatz 3 n.F. geregelten allgemeinen Vorgaben – den bisher in Absatz 3b a.F. geregelten Nutzungsmöglichkeiten mit einer klarer gefassten Struktur und Formulierung.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Neu ist die entsprechende Nutzbarkeit der Option auch für bidirektional genutzte Ladepunkte in Kombination mit EE-Anlagen (vgl. Absatz 3 Satz 4). Zudem eröffnet die parallele Umstellung der Vorgaben zur Umlagesaldierung in § 21 EnFG der Bundesnetzagentur die Möglichkeit, dieselben Abgrenzungsmechaniken komplementär auch zur Bestimmung der anteilig förderfähigen Netzeinspeisung aus dem Mischstromspeicher zu nutzen. Satz 1 sieht vor, dass der Betreiber eines Mischstromspeichers, in dem nicht ausschließlich EE-Strom zur Einspeicherung verbraucht wird, für einen bestimmten Anteil an der in seinem Stromspeicher erzeugten und zeitgleich in das Netz eingespeisten Strommenge die Marktprämie nach Absatz 3 i.V.m. Absatz 1 Nummer 1 (entsprechend dem Förderanspruch der EE-Anlage) in Anspruch nehmen kann. Dieser förderfähige Anteil ist nach Maßgabe einer entsprechenden Festlegung der Bundesnetzagentur gemäß § 85d EEG 2023 zu bestimmen und nachzuweisen. Satz 2 stellt dabei klar, dass die Vorschriften des EEG und des EnFG entsprechende Anwendung auch auf den Mischstromspeicher finden, welcher selbst nicht als „Anlage“ im Sinne von § 3 Nummer 1 EEG 2023 erfasst ist.

Absatz 3c: Die neue Pauschaloption ist in Absatz 3c vorgesehen. Diese Option ersetzt die bisher in Absatz 3a geregelten Wechselmodelle, die allein für Batteriespeicher vorgesehen waren. Die Pauschaloption eröffnet für alle Stromspeicher im Zusammenspiel mit einer Ergänzung in § 21 Absatz 4a EnFG eine besonders einfache komplementäre Bestimmung der förderfähigen Anteile an der Netzeinspeisung einerseits und der umlagesaldierungsfähigen Anteile andererseits. Sie erfasst dabei die Gesamteinspeisung aus Solaranlagen, Mischstromspeichern und bidirektional genutzten Ladepunkten. Satz 1 sieht vor, dass der Betreiber für einen pauschalen Anteil an der gesamten Erzeugung und zeitgleichen Netz-einspeisung aus diesen Anlagen die Marktprämie nach Absatz 3 i.V.m. Absatz 1 Nummer 1 (entsprechend dem Förderanspruch der Solaranlage) geltend machen kann. Dieser pauschalierte Anspruch erfasst auch die ohne Zwischenspeicherung unmittelbar aus der Solaranlage ins Netz eingespeisten Strommengen. Eine zusätzliche Inanspruchnahme von Förderzahlungen nach Absatz 1 für den unmittelbar aus der Solaranlage ins Netz eingespeisten Strom ist damit bei Inanspruchnahme der Pauschaloption ausgeschlossen. Wie der pauschal förderfähige Anteil zu bestimmen ist, richtet sich nach näheren Regelungen des Absatzes 3c und kann durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur weiter ausgestaltet werden. Die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Pauschal-Option sind in Satz 2 aufgeführt: Nummer 1 setzt voraus, dass hinter der Einspeisestelle Stromerzeugung ausschließlich durch Solaranlagen und Stromspeicher (sowie in entsprechender Anwendung durch Ladepunkte) erfolgt. Der vereinfachte Pauschalansatz ist unvereinbar mit jeglicher Stromerzeugung aus anderen Erzeugungsanlagen. Nach Nummer 2 müssen alle Solaranlagen und Stromspeicher (sowie in entsprechender Anwendung Ladepunkte) von demselben Betreiber betrieben werden. Nach Nummer 3 ist die Summe der installierten Leistung der hinter Einspeisestelle installierten Solaranlagen zudem auf höchstens 30 Kilowatt begrenzt. Dadurch wird sichergestellt, dass die pauschal bestimmten EEG-Förderzahlungen im Verhältnis zu der Anlagengröße in einer passenden Relation bleiben. Betreiber größerer Solaranlagen können für eine bidirektionale Speichernutzung die Abgrenzungsoption nutzen; der höhere Mess- und Abrechnungsaufwand dürfte sich aufgrund der höheren Strommengen regelmäßig amortisieren. In entsprechender Anwendung von § 24 Absatz 1 Satz 5 EEG 2023 können Steckersolargeräte bei der Ermittlung der installierten Leistung der insgesamt hinter der Einspeisestelle installierten Solaranlagen unberücksichtigt bleiben.

Nach Satz 3 besteht der pauschalierte Förderanspruch für die insgesamt an der Einspeisestelle in einem Kalenderjahr tatsächlich in das Netz eingespeiste Strommenge, höchstens jedoch für eine Strommenge von 300 kWh pro Kalenderjahr je Kilowatt installierter Leistung der Solaranlagen. Dieser im Grundsatz leistungsbasierte Pauschalansatz ermöglicht ein besonders einfaches Messkonzept. Die pauschale förderfähige Strommenge je Kilowatt installierter Leistung ist so bemessen, dass die Stromspeicher (und in entsprechender Anwendung Ladepunkte) bidirektional ohne Restriktionen auch zur Speicherung von „Graustrom“ aus dem Netz am Markt eingesetzt werden können, ohne dass es im Rahmen der üblichen Nutzungskonzepte bei der Netzeinspeisung zu einer unangemessenen Grünfärbung kommt. Durch die Begrenzung auf die Summe der jährlichen Netzeinspeisung an der Einspeisestelle bleibt sichergestellt, dass keine rein leistungsbezogene Förderung ohne tatsächliche Einspeisung erfolgt. Gemäß Satz 4 sind weitere Anforderungen an die genaue Bestimmung der förderfähigen Strommenge nach Maßgabe einer Fest-legung der Bundesnetzagentur nach § 85d EEG 2023 zu erfüllen und nachzuweisen. Satz 5 hat denselben Regelungszweck wie Absatz 3b Satz 2, soweit es sich bei den Stromspeichern nicht um Anlagen im Sinne des § 3 Nummer 1 EEG 2023 handelt.

Zu Nummer 15 (§ 20)

Der neue § 20 Satz 2 EEG 2023 ergänzt die Voraussetzungen für den Anspruch auf Zahlung der Marktprämie in den Fällen des § 19 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 und 3 in Verbindung mit § 19 Absatz 3b und 3c EEG 2023, d.h. wenn ein Stromspeicher bidirektional ein-gesetzt wird und ein Zahlungsanspruch nach der Abgrenzungs- oder der

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Pauschaloption geltend gemacht wird. Nach beiden Optionen erhält der Betreiber eines bidirektional genutzten Stromspeichers (oder in entsprechender Anwendung eines bidirektional genutzten Ladepunktes) Marktprämien-Zahlungen auf anteilig förderfähige Netzeinspeisemengen. Um eine „Verunreinigung“ der sortenreinen Bilanzkreise für die Netzeinspeisung der voll-ständig förderfähigen Direktvermarktungsmengen nach § 20 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 zu vermeiden, sieht der neue Satz 2 sieht vor, dass die nach dem Abgrenzungs- oder dem Pauschaloption nur anteilig förderfähigen Netzeinspeisemengen in einem separaten Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert werden müssen, in dem wiederum ausschließlich diese Strommengen bilanziert werden. Die Mitbilanzierung von Strommengen, deren Einstellung in den Bilanz- bzw. Unterbilanzkreis der Anlagenbetreiber bzw. der Direktvermarkter nicht zu ver-treten hat, ist auch in diesem Fall unschädlich.

Die Pflicht zur gesonderten Bilanzierung bezieht sich sowohl bei Geltendmachung der Pauschaloption als auch bei der Abgrenzungsoption auf den gesamten an einer Einspeise-stelle ins Netz eingespeisten Strom. Das heißt die Vorgabe des Satzes 2 erfasst den gesamten aus dem Stromspeicher ins Netz eingespeisten Strom sowie den unmittelbar von der EE-Anlage (z.B. PV-Anlage) ins Netz eingespeisten Strom. Der Aufwand einer Aufteilung der Strommengen auf verschiedene Bilanz- oder Unterbilanzkreise ist hiermit nicht erforderlich.

Zu Nummer 16 (§ 21)

Zu Buchstabe a

In § 21 Absatz 1 EEG 2023 werden Änderungen vorgenommen, die die maximale Anlagengröße in der Einspeisevergütung für Neuanlagen herabsenken. Damit geht einher, dass Anlagen oberhalb der neuen Schwellenwerte grundsätzlich direktvermarktet werden müssen, wenn sie Strom einspeisen wollen (sogenannte Direktvermarktungsgrenze oder Direktvermarktungspflicht). Dadurch wird eine bessere Markt- und Systemintegration neuer Anlagen angereizt.

Grundsätzlich wird in § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG 2023 für Neuanlagen die Direktvermarktungsgrenze auf 25 Kilowatt installierter Leistung abgesenkt. Diese Absenkung erfolgt allerdings nach dem neuen § 21 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 schrittweise: Für Anlagen, die nach Inkrafttreten des Gesetzes und vor dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen werden, liegt die Schwelle bei 90 Kilowatt. Für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2027 in Betrieb genommen werden, liegt die Schwelle bei 75 Kilowatt. Anlagen dieser Inbetriebnahmejahrgänge erhalten aufgrund der Anwendungserklärung im neuen § 21 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 für ihre gesamte Förderdauer einen Anspruch auf die Nutzung der Einspeisevergütung. Die freiwillige Nutzung der geförderten oder sonstigen Direktvermarktung bleibt ihnen unbenommen

Zugleich wird in § 21 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 eine weitere befristete Ausnahme von der Direktvermarktungspflicht für neue Anlagen bis 100 Kilowatt geschaffen, die vor dem 1. Januar 2027 in Betrieb genommen wurden und die zusätzlich ihre maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt auf 30 Prozent reduzieren. Diese Anlagen können bis zum 31. Dezember 2026 die Einspeisevergütung nutzen. Ab dem 1. Januar 2027 besteht aufgrund dieser Regelung kein Anspruch auf die Einspeisevergütung mehr, sodass sie, wenn sie oberhalb der Schwellenwerte aus § 21 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 liegen, spätestens zu diesem Zeitpunkt in die Direktvermarktung wechseln müssen. Mit diesem Wechsel in die Direktvermarktung erlischt gleichzeitig die genannte Pflicht zur Reduzierung der maximalen Wirkleistungseinspeisung. Die Ausnahme dient der Vermeidung unbilliger Härten durch die schrittweise Absenkung der Direktvermarktungsschwelle. Gleichzeitig berücksichtigt sie den Einfluss einspeisevergüteter Anlagen auf temporäre Erzeugungsüberschüsse und sorgt durch die Vorgabe der reduzierten Wirkleistungseinspeisung dafür, dass die Anlagen, die von dieser Übergangslösung Gebrauch machen, die Problematik nicht verschärfen. Außerdem wird durch die reduzierte Wirkleistungseinspeisung ein Anreiz zum zeitnahen Wechsel in die Direktvermarktung geschaffen.

Nach § 100 Abs. 46 EEG 2023 betreffen die Änderungen Anlagen, die vor dem Inkrafttre-ten dieses Gesetzes in Betrieb genommen werden, nicht. Diese können weiterhin bis zu einer installierten Leistung von 100 Kilowatt die Einspeisevergütung nutzen.

Im Zielbild sollte die maximale installierte Leistung in der Einspeisevergütung mittelfristig auf 2 Kilowatt abgesenkt werden. Hierfür sind allerdings zunächst die Prozesse der Direkt-vermarktung weiter zu optimieren, weshalb eine entsprechende gesetzliche Anpassung zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen soll.

Analog zur schrittweisen Ausweitung der Direktvermarktungspflicht wird durch die Änderung des § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EEG 2023 auch der Schwellenwert für die unentgeltliche Abnahme auf 100 Kilowatt abgesenkt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zugleich sind alle Anlagen ab 2 Kilowatt, welche die Vermarktungsform der unentgeltlichen Abnahme wählen, verpflichtet, die Sicht- und Steuerbarkeit durch den Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen sicherzustellen. Diese Voraussetzung führt dazu, dass die Anlagen auch tatsächlich im Sinne der besseren Markt- und Systemintegration betrieben werden können und der Auffangtatbestand der unentgeltlichen Abnahme nicht zu Fehlanreizen führt.

Die Änderung des § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 dient lediglich der Rechts-klarheit und bedeutet keine materielle Änderung. Bereits nach geltendem Recht kann die Ausfallvergütung für bis zu drei aufeinanderfolgende Kalendermonate (unabhängig vom Jahreslauf) und für bis zu sechs Kalendermonate insgesamt pro Kalenderjahr in Anspruch genommen werden, ohne dass eine der in der Norm genannten „Höchstdauern“ überschritten ist. Durch die Umstellung dieser beiden unabhängig voneinander geltenden zeitlichen Obergrenzen wird dieser Regelungsinhalt sprachlich klarer gefasst.

Daraus folgt auch, dass eine Anlage während ihrer Laufzeit für mehrere Zeitfenster bis zu den genannten „Höchstdauern“ der Ausfallvergütung zugeordnet werden kann, ohne dass eine Verringerung des Vergütungsanspruchs auf null eintritt. Die Zählung der sechs Kalendermonate pro Kalenderjahr wird dabei durch den Jahreswechsel unterbrochen, die Zählung der drei aufeinanderfolgenden Kalendermonate durch einen Monat, in dem die Anlage die Ausfallvergütung nicht in Anspruch nimmt, das heißt entweder vollständig einer anderen Veräußerungsform zugeordnet ist oder keinen Strom in ein Netz einspeist und dem Netzbetreiber zur Verfügung stellt.

Zu Buchstabe b

Die Evaluationspflicht nach § 21 Absatz 4 EEG 2023 wird durch den Bericht nach dem neuen § 99c EEG 2023 ersetzt.

Zu Nummer 17 (§ 21b)

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

In § 21b Absatz 1 Satz 1 EEG 2023 wird eine unbeabsichtigte Regelungslücke geschlossen. Bisher mussten Anlagen auch dann einer Veräußerungsform zugeordnet werden, wenn sie keinen Strom in das Netz einspeisen und lediglich zur Eigenversorgung oder Weitergabe des Stroms außerhalb des Netzes verwendet werden (sog. Nulleinspeiseanlagen). Für Anlagen oberhalb der Direktvermarktungsschwelle folgten hieraus ungerechtfertigte Kosten, da sie einen Vertrag mit einem Direktvermarktungsunternehmen abschließen mussten, ohne jemals Strommengen vermarkten zu wollen. Eine dauerhafte Nutzung der Ausfallvergütung wäre für solche Anlagen nur unter Inkaufnahme der Pönalen nach § 52 EEG 2023 möglich gewesen. Daher wird in § 21b Absatz 1 Satz 1 EEG 2023 geregelt, dass nur solche Anlagen einer Veräußerungsform zugeordnet werden müssen, die Strom in das Netz einspeisen. Dies bedeutet auch, dass eine Anlage nach der Umstellung zur Nulleispeiseanlage keiner Veräußerungsform mehr zugeordnet werden muss und umgekehrt.

Zu Doppelbuchstabe bb

In § 21b Absatz 1 Satz 5 EEG 2023 wird die Zuordnung einer Anlage zur Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 (neu) ausgeschlossen, wenn die Anlage jemals direktvermarktet wurde. Die genannte Norm dient dazu, unbillige Härten durch das schrittweise Herabsenken der Direktvermarktungsschwelle zu verhindern (s. zum Ganzen die Änderungen des § 21 EEG 2023). Wenn eine bestimmte Anlage allerdings bereits direktvermarktet werden konnte, ist dieser Schutz nicht mehr erforderlich. Solche Anlagen sollen im Sinne der Markt- und Systemintegration dauerhaft direktvermarktet werden. Durch die Neuregelung wird die Inanspruchnahme der Einspeisevergütung aufgrund anderer Grundlagen als des genannten § 21 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 (neu) nicht ausgeschlossen, sodass insbesondere auch die Ausfallvergütung und die unentgeltliche Abnahme unter Einhaltung der jeweiligen Voraussetzungen weiterhin genutzt werden können.

Zu Buchstabe b

Der weggefallene § 21b Absatz 1a EEG 2023 wird bereinigend gestrichen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe c

Durch den neuen § 21b Absatz 2 Satz 3 EEG 2023 wird der Grundsatz der sog. starren Proportionalität für die beiden Konstellationen der Weitergabe von Strom an Dritte über Direktleitungen und im Wege der gemeinsamen Energienutzung nach § 42c EnWG aufgehoben.

Gemäß § 21b Absatz 2 Satz 1 EEG 2023 können Anlagenbetreiber den in ihren Anlagen erzeugten Strom grundsätzlich auf verschiedene der in § 21b Absatz 1 EEG 2023 genannten Veräußerungsformen aufteilen. Hierbei müssen sie sich jedoch auf eine feste prozentuale Aufteilung der Strommengen zwischen den Veräußerungsformen festlegen und diese Prozentsätze jederzeit nachweislich einhalten (sog. starre Proportionalität). Eine Anpassung der Prozentsätze ist bisher nur im Zuge der regulären Wechselfristen nach § 21b Absatz 1 Satz 2 EEG 2023 zum ersten Kalendertag eines Monats möglich. Die starre Proportionalität verfolgt den Zweck, den mit der Vermarktung der jeweiligen Strommengen beauftragten Akteuren (regelmäßig Direktvermarkter und Übertragungsnetzbetreiber) die Prognose der von ihnen jeweils zu vermarktenden Strommengen zu erleichtern.

Für die beiden Konstellationen der Weitergabe von Strom an Dritte über Direktleitungen und im Wege der gemeinsamen Energienutzung nach § 42c EnWG wird nun eine Privilegierung von diesem Grundsatz der starren Proportionalität eingeführt. Diese greift jedoch nur, sofern Anlagen einerseits der sonstigen Direktvermarktung und andererseits der Marktprämie nach § 20 EEG 2023 zugeordnet werden. Nur in den Konstellationen der Vermarktung von Strommengen in der Marktprämie ist das durch die Privilegierung seitens des Direktvermarkters entstehende Prognoserisiko angemessen und kann durch diesen aufgrund seiner Nähe zum Anlagenbetreiber sinnvoll bewältigt werden. Für Anlagen, die gleichzeitig der Einspeisevergütung zugeordnet sind, greift das Privileg nicht, da anderenfalls den Übertragungsnetzbetreibern das Prognoserisiko übertragen werden würde.

Bisher und auch weiterhin nicht von der Pflicht zur Zuordnung nach § 21b Absatz 1 EEG 2023 erfasst sind und damit auch im Zuge der starren Proportionalität unberücksichtigt bleiben - auf-grund der Ausnahmeregelung des § 21b Absatz 4 EEG 2023 - solche Strommengen, die im Eigenverbrauch verbraucht oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage und ohne Netzdurchleitung an Dritte weitergegeben werden.

Zu Nummer 18 (§ 21c)

In § 21c Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 erfolgt eine Folgeänderung zur Anpassung in § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EEG 2023. Da dort für die Zuordnung zur unentgeltlichen Abnahme bei Anlagen mit mehr als 2 Kilowatt installierter Leistung nun Vorgaben zur Fern-steuerbarkeit gemacht werden, kann eine automatische Zuordnung nur noch bei Anlagen unterhalb dieser Schwelle erfolgen.

Zu Nummer 19 (§ 22b)

Durch den neuen § 22b Absatz 5 Satz 3 EEG 2023 wird die bisher geltende Einschränkung gelockert, dass Bürgerenergiegesellschaften sowie deren stimmberechtigte Mitglieder, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen nach Inanspruchnahme des Ausschreibungsprivilegs für Anlagen von Bürgerenergiegesellschaften (vgl. § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3, Absatz 3 Satz 2 Nummer 2 und § 22b EEG 2023) für einen Zeitraum von drei Jahren keine Förderung für weitere Anlagen derselben Technologie und desselben Segments in Anspruch nehmen dürfen. Eine Lockerung erfolgt insoweit, dass diese Akteure zukünftig auch schon innerhalb der drei Jahre eine Förderung in Anspruch nehmen können für Windenergie- und Solaranlagen mit einer installierten Leistung unterhalb der jeweils relevanten regulären Ausschreibungsschwellen nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 oder 2 und Absatz 3 Satz 2 Nummer 1 oder 1a EEG 2023. Das heißt, eine Bürgerenergiegesellschaft und auch ihre stimmberechtigten Mitglieder, die juristische Personen sind, können bereits unmittelbar nach Inanspruchnahme des Ausschreibungsprivilegs weitere Windenergie- und Solaranlagen realisieren, sofern es sich bei diesen um kleinere Anlagen unterhalb der angeführten Ausschreibungsschwellen handelt. Dadurch wird für diese Akteure neuer Handlungsspielraum zum Ausbau kleinerer EE-Anlagen geschaffen.

Eine missbräuchliche Umgehung der für die Inanspruchnahme des Ausschreibungsprivilegs für Bürgerenergiegesellschaften geltenden Schwellenwerte ist durch diese Lockerung nicht zu befürchten. Eine erneute Inanspruchnahme des Ausschreibungsprivilegs für Bürgerenergiegesellschaften innerhalb der drei Jahre bleibt weiterhin ausgeschlossen; dies ergibt sich auch bereits aus dem Zusammenspiel mit § 22b Absatz 1 Nummer 3 und Ab-satz 2 Nummer 2 EEG 2023. Zudem wirken insbesondere die Regelungen zur Anlagenzusammenfassung nach § 24 EEG 2023 weiterhin als hinreichender Schutz gegen missbräuchliche Anlagenaufteilungen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 20 (§ 24)

Zu Buchstabe a

Durch die Änderung in § 24 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 wird geregelt, dass auch Freiflächenanlagen und sog. Garten-PV-Anlagen, die den Anforderungen des § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1a EEG 2023 entsprechend errichtet worden sind, abweichend von § 24 Absatz 1 Satz 1 EEG 2023 nicht zusammengefasst werden. Dies ist deswegen gerechtfertigt, da Garten-PV-Anlagen unter den besonderen Voraussetzungen des § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1a EEG 2023 anstelle von Dachanlagen errichtet werden. Entsprechend des Regelungszwecks des § 24 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 sollten sie daher auch bei dieser Zusammenfassungsregel gleichartig behandelt werden, wie eine Dachanlage, anstatt derer die Garten-PV-Anlage errichtet wird.

Zu Buchstabe b

Die Änderung in § 24 Absatz 2 Satz 1 EEG 2023 ist eine Folgeänderung zur Änderung in § 38a Absatz 1 Nummer 4 und 5 EEG 2023.

Zu Nummer 21 (§ 26)

Zu Buchstabe a

Die Bezeichnung des § 26 EEG 2023 wird aufgrund des angefügten Absatz 3 angepasst.

Zu Buchstabe b

In § 26 Absatz 3 EEG 2023 ist geregelt, dass EEG-Endabrechnungen die Nummern, unter denen die betroffenen Anlagen im Marktstammdatenregister registriert sind, enthalten müssen. Außerdem wird ein Anspruch eingeführt, die EEG-Endabrechnung in digitaler und massengeschäftstauglicher Form zu erhalten. Der Anspruch steht dem jeweils Berechtigten zu, das heißt grundsätzlich dem Anlagenbetreiber, bei Abtretung der Vergütungsansprüche gegebenenfalls aber auch einem Dritten, wie zum Beispiel einem Direktvermarktungsunternehmen. Durch den Anspruch soll insbesondere sichergestellt werden, dass die Dienstleistung der Direktvermarktung vollständig digital erfolgen kann und dadurch so massentauglich ermöglicht wird, dass die erforderlichen Entgelte so weit sinken, dass die Direktvermarktung auch für kleine PV-Anlagen zum Standard werden kann. Darüber hin-aus wird die Abwicklung der EEG-Förderung auch für Betreiber von EE-Anlagen in zeitgemäßer und digitaler Form möglich, insbesondere für Akteure, die mit einer Vielzahl von Anlagen Skaleneffekte nutzen möchten.

Zu Nummer 22 (§ 28b)

Die Änderung in § 28b Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe a EEG 2023 ist eine Folgeänderung zur Absenkung der Ausschreibungsschwelle für Solaranlagen des zweiten Segments im Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024. Da zukünftig die Ausschreibungsschwelle bereits ab 750 Kilowatt greif, sind logisch folgerichtig zukünftig auch die im Vorjahr außerhalb der Ausschreibungen erfolgten Zubaumengen bereits ab dieser Schwelle von den Ausschreibungsmengen abzuziehen. Dies betrifft vor allem Solaranlagen von Bürgerenergiegesellschaften auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand, deren anzulegender Wert entsprechend zukünftig bereits ab 750 Kilowatt (und weiterhin bis 6 Megawatt) installierter Leistung nach § 48 Absatz 1a EEG 2023 gesetzlich bestimmt werden wird. Nach der entsprechend ergänzten Übergangsvorschrift des § 100 Absatz 39 EEG 2023 ist diese Änderung bei den abzuziehenden Mengen erst im Folgejahr nach der materiellen Änderung der Ausschreibungsschwelle anzuwenden, mithin ab dem Jahr 2026. Denn ein entsprechender Abzug erfolgt immer erst im Nachgang für die im Vorjahr außerhalb der Ausschreibung zugebauten Mengen.

Zu Nummer 23 (§ 30)

Bei der Änderung des § 30 Absatz 1 Nummer 9 EEG 2023 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Regelung der Anforderungen an hochaufgeständerte Solaranlagen in § 3 Nummer 29a EEG 2023.

Zu Nummer 24 (§ 35)

Bei der Änderung des § 35 Absatz 1a Nummer 1 EEG 2023 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Regelung der Anforderungen an hochaufgeständerte Solaranlagen in § 3 Nummer 29a EEG 2023. In der Veröffentlichung schlüsselt die Bundesnetzagentur für die besonderen Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a bis

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

c EEG 2023 jeweils einzeln auf, wie viel der bezuschlagten Gesamtmenge jeweils auf welche Art der Hochaufständerung nach § 3 Nummer 29a Buchstabe a bis c EEG 2023 entfällt.

Zu Nummer 25 (§ 36i)

Mit der Änderung in § 36i EEG 2023 wird die Frist für den spätestmöglichen Beginn des Vergütungszeitraums für Windenergieanlagen um sechs Monate auf 36 Monate verlängert. Mit der am 9. Februar 2024 in Kraft getretenen Änderung des EEG 2023 (BGBl. 2024 I Nr. 33) wurde die Realisierungsfrist für Windenergieanlagen an Land in § 36e EEG 2023 um sechs Monate auf 36 Monate verlängert. Auch die in § 55 Absatz 1 Satz 2 EEG 2023 geregelten Pönalfristen für Windenergieanlagen an Land wurden jeweils um sechs Monate verlängert. Mit der Änderung in § 36i EEG 2023 soll nun auch die Bestimmung zum Vergütungsbeginn entsprechend angepasst und damit eine insgesamt konsistente Regelung geschaffen werden.

Zu Nummer 26 (§ 37d)

Bei der Änderung des § 37d Absatz 1 Satz 2 EEG 2023 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Regelung der Anforderungen an hochaufgeständerte Solaranlagen in § 3 Nummer 29a EEG 2023. Eine Teilnahme am Ausschreibungssegment für besondere Solaranlagen ist für sog. Trackersolaranlagen möglich, soweit diese die Anforderungen des § 3 Nummer 29a Buchstabe b EEG 2023 erfüllen.

Zu Nummer 27 (§ 38)

Bei der Änderung des § 38 Absatz 2 Nummer 6 EEG 2023 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Regelung der Anforderungen an hochaufgeständerte Solaranlagen in § 3 Nummer 29a EEG 2023.

Zu Nummer 28 (§ 38a)

Zu Buchstabe a

Durch die Änderungen in § 38a Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023 wird die Flexibilität hin-sichtlich der Nutzung von bezuschlagten Geboten für andere als die in den Geboten benannten Standorte für Gebote betreffend benachteiligte Gebiete nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstaben h und i EEG 2023 eingeschränkt. So wird sichergestellt, dass eine in Zukunft möglicherweise durch ein Bundesland erlassene Rechtsverordnung nach § 37c Absatz 2 EEG 2023, durch die der weitere geförderte Ausbau von Solaranlagen auf benachteiligten Gebieten in diesem Bundesland für unzulässig erklärt wird, nicht durch eine flexible Nutzung eines für einen anderen Standort bezuschlagten Gebots für eine Solaranlage auf einem benachteiligten Gebiet umgangen wird. Insoweit wird die bis zum 15. Mai 2024 für bezuschlagte Gebote nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstaben h und i EEG 2023 geltende Rechtslage wiederhergestellt.

Zu Buchstabe b und Buchstabe c

Mit den Änderungen in § 38a Absatz 1 Nummer 4 und Nummer 5 EEG 2023 wird die bisher nur für Freiflächenanlagen geltende Vorgabe, dass eine Zahlungsberechtigung bis zu einer maximalen installierten Leistung von 50 Megawatt ausgestellt werden darf, auch auf sonstige Solaranlagen des ersten Segments erstreckt. So wird auch für die sonstigen Solaranlagen des ersten Segments ein Gleichlauf mit der aus beihilferechtlichen Gründen gebotenen maximalen Gebotsmenge in § 37 Absatz 3 EEG 2023 erreicht. Eine Zahlungs-berechtigung kann auch weiterhin auf Basis mehrerer bezuschlagter Gebote ausgestellt werden (vgl. § 38a Absatz 1 Nummer 3 Halbsatz 1 EEG 2023), jedoch nur soweit die zuzu-teilende Gebotsmenge nicht über die installierte Leistung von 50 Megawatt hinausgeht.

Bei den Änderungen in § 38a Absatz 1 Nummer 6 EEG 2023 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Regelung der Anforderungen an hochaufgeständerte Solaranlagen in § 3 Nummer 29a EEG 2023.

Zu Nummer 29 (§ 38d)

Mit dem neuen § 38d Absatz 6 Satz 2 EEG 2023 wird zugunsten der Anlagenbetreiber geregelt, dass diese den vollen Projektsicherungsbeitrag erstattet bekommen, wenn die installierte Leistung der Anlage mindestens 95 Prozent der bezuschlagten Gebotsmenge beträgt. Damit wird berücksichtigt, dass es bei der Realisierung bzw. Inbetriebnahme von Solaranlagen regelmäßig zu geringfügigen Abweichungen der installierten Leistung von der ursprünglich im Gebot benannten Leistung kommen kann, z.B. wegen abweichender Modul-leistungen der

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

letztlich verbauten Module. Die so eingeführte Geringfügigkeitsschwelle entspricht der auch für Solaranlagen des ersten Segmentes nach § 55 Absatz 2 Satz 1 EEG 2023 geltenden Regelung.

Zu Nummer 30 (§ 48)

Zu Buchstabe a

Bei der Änderung des § 48 Absatz 1b EEG 2023 handelt es sich zum einen um eine Folgeänderung zur Regelung der Anforderungen an hochaufgeständerte Solaranlagen in § 3 Nummer 29a EEG 2023.

Zum anderen erfolgen eine Klarstellung und eine Folgeänderung. Nach dem bisherigen Wortlaut der Norm sollte die Erhöhung des anzulegenden Wertes aufgrund von § 48 Ab-satz 1b EEG 2023 anhand des im Vorjahr geltenden Höchstwerts im Untersegment für besondere Solaranlagen erfolgen. Da § 37b Absatz 2 EEG 2023 allerdings grundsätzlich eine separate Ermittlung des Höchstwerts für jeden Gebotstermin vorsieht, gibt es keinen einzelnen im Vorjahr geltenden Höchstwert. Die Berechnung wird daher auf den Durchschnitt der im Vorjahr geltenden Höchstwerte umgestellt. Als Folgeänderung zur Anpassung des § 37b Absatz 2 EEG 2023 auf eine gesetzliche Festlegung des Höchstwertes auch im Jahr 2025 und da im Jahr 2024 nicht mit Sicherheit ein beihilferechtlich genehmigter Höchstwert vorliegen wird, wird auch die Erhöhung nach § 48 Absatz 1b EEG 2023 für das Jahr 2025 gesetzlich festgelegt.

Zu Buchstabe b

Mit der Streichung in § 48 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 EEG 2023 werden Solaranlagen auf Gebäuden im Außenbereich, die in einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit Hofstellen eines land- oder forstwirtschaftlichen Betriebs stehen, ungeachtet des Errichtungsdatums der Hofstelle selbst förderfähig.

§ 48 Absatz 3 Satz 1 EEG 2023 regelt, dass die Errichtung und der Betrieb einer Solaranlage auf Gebäuden im Außenbereich im Sinne des § 35 BauGB, bei denen es sich nicht um Wohngebäude handelt, nur in den mit § 48 Absatz 3 Satz 1 Nummern 1 bis 3 EEG 2023 benannten Konstellationen förderfähig sind. Die mit Nummer 2 privilegierte Konstellation ist bisher auf Gebäude im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit Hofstellen, die nach dem 31. März 2012 errichtet wurden, beschränkt gewesen. Die zeitliche Einschränkung galt dabei nur für die Hofstelle als solche. Intention der Privilegierung nach Nummer 2 ist es gewesen, dass durch die Regelung „insbesondere sogenannte Aussiedlungen ganzer Höfe im Zusammenhang mit dem Strukturwandel der Landwirtschaft ermöglicht werden“ (BT-Drs. 17/9152, S. 29). Aus diesem Grund sollten zum damaligen Zeitpunkt nur neu zu errichtende Hofstellen begünstigt werden. Durch den zwischenzeitlichen Zeitablauf ist nun jedoch eine Situation entstanden, in der bestehende Hofstellen, die irgendwann nach dem Stichtag errichtet wurden, auch weiterhin von der Privilegierung der Nummer 2 profitieren können (z.B. wenn sie neue Gebäude errichten und mit Solaranlagen ausstatten), während vor dem Stichtag er-richtete Hofstellen (wenn sie neue Gebäude errichten und mit Solaranlagen ausstatten) weiterhin nicht privilegiert sind. Für diese Ungleichbehandlung besteht aus heutiger Sicht kein sachlicher Rechtfertigungsgrund mehr, da auch bei Ersteren der ursprünglich anvisierte Regelungszweck der Anreizung von Neuaussiedlungen von Hofstellen nicht mehr realisiert wird bzw. werden kann.

Die daher erfolgte Ausweitung der Privilegierung auch auf Letztere verfolgt das Ziel, auch solche Dachflächen für den Ausbau von Solaranlagen zu erschließen, die errichtet werden sollen auf nach dem 28. Februar 2023 errichteten Gebäuden im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit Hofstellen land- und forstwirtschaftlicher Betriebe, die ihrerseits wiederum vor dem 31. März 2012 errichtet wurden. Die Ausweitung der Privilegierung ist auch mit dem baurechtlichen Grund-satz des Schutzes des Außenbereichs vor nicht-privilegierter Bebauung vereinbar, da die Errichtung eines etwaigen Gebäudes auch weiterhin den baurechtlichen Vorgaben des § 35 BauGB unterliegt, welcher zudem in § 35 Absatz 1 Nummer 1 BauGB seinerseits Vorhaben, die einem land- und forstwirtschaftlichen Betrieb dienen, privilegiert.

Zu Buchstabe c

Die Änderungen in § 48 Absatz 1a, 2 und 2a EEG 2023 sind Folgeänderungen zur Absenkung der Ausschreibungsschwelle für Solaranlagen des zweiten Segments zum 1. Mai 2025 im Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energie-wirtschaftlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024.

Die Anpassung in § 48 Absatz 1a EEG 2023 ist erforderlich, damit der anzulegende Wert für Anlagen von Bürgerenergiegesellschaften weiterhin bis zur europarechtlichen Maximalgröße von 6 MW ohne Teilnahme an den

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Ausschreibungen ermittelt werden kann und auch für das Leistungssegment über 750 kW bis 1 MW installierter Leistung eine entsprechende Regelung besteht.

Die Änderungen in § 48 Absatz 2 und 2a EEG 2023 dienen lediglich der besseren Verständlichkeit des Gesetzes. Schon durch die aufgrund des oben genannten Gesetzes geltende Fassung des § 22 Absatz 3 Satz 2 EEG 2023 wird für Solaranlagen des zweiten Segments ab dem 1. Mai 2025 der anzulegende Wert durch Ausschreibungen und nicht nach § 48 EEG 2023 ermittelt. Die nun erfolgenden Änderungen übernehmen diesen Um-stand ohne inhaltliche Änderung in den Wortlaut des § 48 EEG 2023. Durch die ebenfalls erfolgende Änderung des § 100 Absatz 39 EEG 2023 wird sichergestellt, dass die Absenkung der Ausschreibungsschwelle nicht vorgezogen wird

Zu Nummer 31 (§ 48a)

Durch den neuen § 48a Satz 2 EEG 2023 wird klargestellt, wie der anzulegende Wert für den Mieterstromzuschlag bei Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 Megawatt bestimmt wird.

Bisher enthielt § 48a EEG 2023 hierzu keine ausdrückliche Regelung. Die anspruchsbegründenden Regelungen zum Mieterstromzuschlag (§§ 19 Absatz 1, 21 Absatz 3 EEG 2023) sehen jedoch keine größenmäßige Beschränkung für die im Rahmen von Mieter-stromanlagen nutzbaren Solaranlagen vor, sodass auch Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 Megawatt dem Grunde nach einen Anspruch auf den Mieterstromzuschlag geltend machen können. Praktisch relevant ist der entsprechende Regelungsbedarf durch die Öffnung des Mieterstromzuschlags auch für gewerblich genutzte Gebäude durch das Gesetz zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung (Solarpaket I) geworden, da das Auftreten von Dach-Solaranlagen mit einer entsprechenden Größe in diesem Segment erstmals realistisch ist.

Mit dem neuen § 48a Satz 2 EEG 2023 wird für Anlagen mit einer installierten Leistung von über 1 Mega-watt klargestellt, dass auch diese Anlagen anteilig für die per Mieterstrom gelieferten Men-gen einen Mieterstromzuschlag erhalten können. Der maßgebliche Anteil bestimmt sich nach dem Verhältnis, das dem Anteil von 1 MW an der gesamten installierten Leistung entspricht. Das bedeutet, dass z.B. bei einer Anlage mit einer installierten Leistung von 1,5 MW nur 2/3 der per Mieterstrom gelieferten Strommengen mit dem Mieterstromzuschlag vergütet werden. Die Höhe des auf diesen Anteil anzulegenden Wertes bestimmt sich wiederum nach § 48a Satz 1 EEG 2023.

Zu Nummer 32 (§ 51)

Durch die Änderungen des § 51 EEG 2023 wird das ohnehin vorgesehene schrittweise Auslaufen der Förderung in Zeiten negativer Spotmarktpreise vorgezogen und umfassend auf nahezu alle Neuanlagen ausgedehnt. Hierdurch werden Neuanlagen unmittelbaren Preissignalen ausgesetzt und die Marktintegration der erneuerbaren Energien wird gestärkt. Dadurch soll für die Anlagen ein Anreiz geschaffen werden, in Zeiten negativer Preise nicht einzuspeisen, indem sie in diesen Zeiten Eigenverbrauch betreiben oder den Strom zur späteren Nutzung oder Einspeisung einspeichern. Bisher bestand dieser Anreiz nicht in ausreichendem Maße, weshalb EE-Anlagen auch oft bei Stromüberschüssen weiter eingespeist haben. Insbesondere werden dadurch Fehlanreize abgebaut, die bisher temporäre Erzeugungsüberschüsse verstärkt haben.

Durch die Änderung des § 51 Absatz 1 EEG 2023 verringert sich die Förderung in jedem Zeitraum, in dem der Spotmarktpreis negativ ist, auf null, wie es für Anlagen unter dem EEG 2023 ohnehin ab dem Jahr 2027 vorgesehen war. Die Anpassung steht auch im Einklang mit der Anpassung der Spotmarktpreis-Definition gemäß § 3 Nummer 42a EEG 2023, in der zukünftig infolge der Anpassung des gekoppelten Marktpreises der Strombörsen im Rahmen der Day-Ahead-Auktionen auf Viertelstundenprodukte und damit auf Viertelstundenwerte abgestellt wird.

§ 51 Absatz 2 Satz 1 EEG 2023 sieht übergangsweise Ausnahmen vom Entfallen der Vergütung in Zeiten negativer Preise für bestimmte Anlagen und bestimmte Zeiträume vor.

Nach § 51 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EEG 2023 verringert sich die Vergütung nicht für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wird. Bei Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt liegen den Netzbetreibern vor der Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem keine viertelstundenscharfen Einspeisezeitreihen vor. Daher ist eine Bestimmung der Strommengen, für die die Förderung nach § 51 Absatz 1 EEG 2023 entfällt, in diesen Fällen nicht möglich. Nach der Ausstattung mit einem

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

intelligenten Messsystem erfolgt die Anwendung des § 51 Absatz 1 EEG 2023 zum nächsten Jahreswechsel, um keine unterjährigen Wechsel der Abrechnungssystematik zu begründen.

Nach § 51 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 EEG 2023 verringert sich die Vergütung schließlich nicht für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 2 Kilowatt für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Bundesnetzagentur aufgrund der neuen Festlegungskompetenz nach § 85 Absatz 2 Nummer 12 EEG 2023 die hinreichende technische Ausstattung dieser Anlagen und die hinreichende Massengeschäftstauglichkeit und Digitalisierung der Abrechnungsprozesse festgestellt hat. Es ist nicht davon auszugehen, dass solche Kleinstanlagen mittelfristig in dem für die Anwendbarkeit des § 51 Absatz 1 EEG 2023 erforderlichen Maße digitalisiert und technisch ausgestattet werden können. Es ist auch sinnvoll vorhandene Ressourcen zunächst darauf zu fokussieren, das Potenzial der etwas größeren Anlagen zu heben. Die grundsätzliche Einbeziehung in den Anwendungsbereich der Regelung erfolgt dennoch dem Grunde nach bereits jetzt, um zukünftig – sobald die tatsächlichen Voraussetzungen für eine Einbeziehung solcher Kleinstanlagen vorliegen – nicht durch neu entstandenen Bestandsschutz in der Berücksichtigung dieser Anlagen beschränkt zu sein.

§ 51 Absatz 2 Satz 2 EEG 2023 erklärt für die Bestimmung der Anlagengröße nach Satz 1 der Norm die Regelungen des § 24 EEG 2023 für entsprechend anwendbar. Hierdurch wird eine missbräuchliche Aufspaltung von Anlagen zur Umgehung der Schwellenwerte verhindert.

Zu Nummer 33 (§ 51a)

Durch die Änderungen in § 51a Absatz 1 EEG 2023 werden Folgeanpassungen beim An-spruch auf Verlängerung des Vergütungszeitraums bei negativen Preisen zu den Änderungen in § 51 EEG 2023 vorgenommen. Die bisherige Beschränkung des Anspruchs auf Anlagen, deren anzulegender Wert durch eine Ausschreibung ermittelt wurde, entfällt für Neuanlagen, da auch § 51 EEG nicht mehr ausschließlich auf Anlagen mit einer installierten Leistung ab 400 kW anzuwenden ist. Auch die Anpassung auf Viertelstunden als maßgeblicher Zeiteinheit für die Bestimmung des verlängerten Vergütungszeitraums erfolgt analog zu der Anpassung in § 51 Absatz 1 EEG 2023. (Insoweit wird zudem der Anpassung der Spotmarktpreis-Definition nach § 3 Nummer 42a EEG an die Umstellung der einheitlichen Kopplung der Werte der Strombörsen in den vortägigen Auktionen Rechnung getragen.) Der bisherige letzte Halbsatz wird aus Gründen der besseren Verständlichkeit als neuer Satz 2 angefügt.

Der neue § 51a Absatz 2 EEG 2023 sieht eine veränderte Kompensationsregelung für die Ertragsausfälle zu Zeiten negativer Preise nur für PV-Anlagen vor. Die bisherige Regelung lief für PV-Anlagen zeitweise ins Leere, weil angehängte Zeiträume z.B. im Winter keine angemessene Kompensation ermöglicht haben. PV-Anlagen erzeugen Strom tagsüber und weitgehend im Frühjahr, Sommer und Herbst. Der Grundansatz der neuen Kompensationsregel ist daher, dass die Zeiten negativer Preise unter Berücksichtigung des durch-schnittlichen Ertragspotenzials der Anlagen an den Förderzeitraum angehängt werden sollen. Hierzu werden in einem ersten Rechenschritt zunächst die Zeiten mit negativen Preisen, die sich im Falle einer Verlängerung des Vergütungszeitraums nach § 51a Absatz 1 EEG 2023 ergeben hätten, mit einem Faktor multipliziert. Dieser Faktor berücksichtigt, dass PV-Anlagen zumeist wegen der Jahreszeit, dem Wolkenzug über den Tag, der Ausrichtung der Anlage und Verschattungen im Durchschnitt nur mit einer Leistung einspeisen, die einem Teil ihrer installierten Leistung entspricht. Dieser Faktor wurde mit 0,5 angesetzt; er kann auf Basis aktuellerer Datengrundlagen durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur gemäß § 85 Absatz 2 Nummer 13 EEG 2023 angepasst werden. Durch die Multiplikation mit dem Faktor wird ein Zeitkontingent ermittelt, bei dem jede Viertelstunde dem Äquivalent einer Volllastviertelstunde entspricht.

Dem zweiten Schritt liegt eine Annahme zugrunde, wie hoch die durchschnittlich in einem Kalendermonat durch eine Solaranlage erwirtschaftbaren Volllastviertelstunden sind. Hier-bei werden die Monate entsprechend ihres von der Jahreszeit abhängenden Ertragspotenzials differenziert. Dazu wurde eine Verteilung von durchschnittlichen Monatserträgen über das Jahr ermittelt. Als Grundlage für die Daten wurde eine Ertragsdatenbank ausgewertet, die Monatsdaten von einigen tausend in Deutschland installierten PV-Anlagen enthält (www.ertragsdatenbank.de). Es wurden die Daten der letzten 10 Jahre gemittelt und die Daten auf einen durchschnittlichen Standort mit 950 Stunden normiert. Im Winter ist die Sonneneinstrahlung geringer als im Sommer. In der Folge wird für Wintermonate eine geringere Anzahl an maximal erwirtschaftbaren Volllastviertelstunden zugrunde gelegt als für Sommermonate. Um den spezifischen Zeitraum, um den sich der Vergütungszeitraum einer Solaranlagen verlängert, zu ermitteln, wird das im ersten Schritt ermittelte anlagen-spezifische Zeitkontingent an Volllastviertelstunden auf die sich unmittelbar an den regulären Vergütungszeitraum anschließenden Tage und Kalendermonate verteilt. Endet der reguläre Vergütungszeitraum einer Anlage z.B. zum 31.12. eines Jahres und im ersten Schritt

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

wird ein Zeitkontingent von 276 Volllastviertelstunden ermittelt, so verlängert sich der Vergütungszeitraum um den ganzen Monat Januar und den Monat Februar. In diesen Monaten kann die Anlage theoretisch zu jeder Kalenderviertelstunde Strom in das Netz einspeisen und hierfür eine Vergütung erhalten. Würde das Ende des regulären Vergütungszeitraums in diesem Beispiel auf den 30.06. fallen, wäre der Kalenderzeitraum, um den sich der Vergütungszeitraum verlängert, kürzer und würde lediglich den sich anschließenden Monat Juli umfassen. Da der Monat Juli durchschnittlich einem Ertragspotenzial von 498 Volllastviertelstunden entspricht, wäre das anlagenspezifische Zeitkontingent von 276 Volllastviertelstunden bereits im Laufe des Julis aufgebraucht. Aufgrund der Rundungsregel in § 51a Absatz 1a Satz 7 EEG 2023 könnte die Anlage jedoch noch bis zum Ende des Monats Juli für in das Netz eingespeisten Strom eine Vergütung erhalten. Durch die Berücksichtigung des durchschnittlichen Ertragspotenzials der Monate, um die sich der Vergütungszeitraum für Solaranlagen verlängert, wird die bestehende Regelung für Solaranlagen gerechter und ermöglicht einen ähnlichen Ausgleich wie auch bei den anderen EE-Technologien.

Durch die Änderungen in § 51a Absatz 3 und 4 EEG 2023 werden Folgeanpassungen zu den Änderungen in den §§ 51, 51a Absatz 1 EEG 2023 vorgenommen. Für die Mitteilungs-pflicht der Strombörsen nach Absatz 3 und die Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber nach Absatz 4 wird so nachvollzogen, dass für Neuanlagen Viertelstunden mit negativen Preisen die maßgeblichen Zeitintervalle sind.

Zu Nummer 34 (§ 52)

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

In § 52 Absatz 1 Nummer 1 EEG wird als Folgeänderung zum neuen § 21 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 der Verstoß gegen die Vorgabe ergänzt, bei Nutzung der Einspeisevergütung nach der genannten Vorschrift die maximale Wirkleistungseinspeisung der Anlage auf höchstens 30 Prozent der installierten Leistung zu begrenzen. Damit können auch solche Verstöße vom Netzbetreiber sanktioniert werden.

Zu Doppelbuchstabe bb

In § 52 Absatz 1 Nummer 9 EEG 2023 wird eine Klarstellung für bestimmte Pönalisierungsfälle vorgenommen. Nach der genannten Nummer besteht eine Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber, wenn diese dem Netzbetreiber die Zuordnung zu einer Veräußerungsform nicht ordnungsgemäß übermittelt haben. Es war bisher nicht eindeutig geregelt, wie sich diese Pönalisierung zu den automatischen Zuordnungen nach § 21c Absatz 1 Satz 3 und 4 EEG 2023 verhält. In diesen Fällen fingiert das Gesetz nämlich für den Fall einer fehlenden anderweitigen Zuordnung die Zuordnung zu einer bestimmten Veräußerungs-form. Aufgrund der fehlenden ausdrücklichen Regelung wäre bisher die Ansicht möglich gewesen, dass Anlagenbetreiber, die bewusst auf eine aktive Übermittlung der Zuordnung verzichten, weil sie die automatische Zuordnung nutzen möchten, einen Pflichtverstoß begehen und zu pönalisieren sind. Aus der systematischen und teleologischen Auslegung des Gesetzes ergibt sich allerdings, dass der Gesetzgeber für solche Fälle gerade kein Bedürfnis einer aktiven Zuordnung gesehen hat und insofern kein, durch Pönalisierung zu verhindernder, Schaden eintritt. Der Zusatz in § 52 Absatz 1 Nummer 9 EEG 2023 stellt dieses Verständnis aus Gründen der Rechtssicherheit klar.

Zu Buchstabe b

Bei der Streichung von § 52 Absatz 1a EEG 2023 handelt es sich um eine redaktionelle Bereinigung. Einnahmen aufgrund von § 52 EEG werden bereits nach der Regelung in Nummer 4.9 der Anlage 1 zum EnFG als Einnahmen bei der Förderung erneuerbarer Energien bei den Netzbetreibern verbucht. Eine zusätzliche Nennung im EEG selbst ist daher nicht notwendig, weil in Anlage 1 zum EnFG die Einnahmen und Ausgaben aufgelistet sind. Eine explizite Benennung ist nur in Rechtsverordnungen nach dem EEG und WindSeeG notwendig (siehe Nummern 4.6 und 5.2 der Anlage 1 zum EnFG).

Die Streichung von § 52 Absatz 1b EEG 2023 erfolgt zur Rechtsbereinigung. Die Norm setzte die Zahlungspflicht für bestimmte Pflichtverstöße im ersten Halbjahr 2024 aus. Da dieser Zeitraum abgelaufen ist, ist die Regelung nicht mehr erforderlich. Aus der Streichung folgt nicht, dass nachträglich für Pflichtverstöße in diesem Zeitraum Zahlungspflichten entstehen.

Die Regelung hat derweil nur die Zahlungspflicht nach § 52 Absatz 1 EEG 2023 ausgesetzt, nicht jedoch die Überschreitung einer Höchstdauer nach § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 materiell ausgeschlossen. Bei

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

einer Anlage, die im ersten Halbjahr 2024 eine der Höchstdauern der Ausfallvergütung – ohne Sanktionierung nach § 52 Absatz 1 Nummer 5 EEG 2023– überschritten hat und z.B. im Anschluss ohne Unterbrechung weiterhin die Ausfallvergütung in Anspruch genommen hat, ist ab dem 1. Juli 2024 eine Zahlungspflicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 5 EEG 2023 entstanden. Daraus folgt auch, dass eine Zahlungspflicht nach § 52 Absatz 1 Nummer 5 EEG 2023 entsteht, sobald durch eine erneute Inanspruchnahme der Ausfallvergütung im zweiten Halbjahr unter Berücksichtigung unsanktionierter Zeiten im ersten Halbjahr die Frist von insgesamt sechs Monaten pro Kalenderjahr überschritten wird.

Zu Buchstabe c

Durch die Änderung in § 52 Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 und Nummer 3 EEG 2023 erfolgt eine Klarstellung, unter welchen Voraussetzungen rückwirkend die verminderte Sanktionsfolge des § 52 Absatz 3 Satz 1 EEG 2023 im Fall eines vorherigen Pflichtverstoßes nach § 52 Absatz 1 Nummer 11 EEG 2023 Anwendung findet. Ein sanktionsbewehrter Pflichtverstoß im Sinne des § 52 Absatz 1 Nummer 11 EEG 2023 liegt vor, wenn ein Anlagenbetreiber kumulativ sowohl die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben nicht nach Maßgabe der Marktstammdatenregisterverordnung an das Register übermittelt hat, als auch keine Meldung nach § 71 Absatz 1 Nummer 1 erfolgt ist. Liegt ein solcher Doppelverstoß vor, greift die Sanktion des § 52 Absatz 2 EEG 2023. In der Rechtsanwendung bestand bisher Unsicherheit, unter welchen Voraussetzungen in einem Fall des § 52 Absatz 1 Nummer 11 EEG 2023 die verminderte Sanktionsfolge des § 52 Absatz 3 EEG 2023 greift und wann der Pflichtverstoß als aufgehoben gilt. Der neue § 52 Absatz 3 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 stellt nun klar, dass dies der Fall ist, sobald beide Pflichten, gegen die nach § 52 Absatz 1 Nummer 11 EEG 2023 kumulativ verstoßen worden sein muss, auch kumulativ erfüllt worden sind. In dem Moment, in dem beide Pflichten erfüllt werden, reduziert sich die Sanktion rückwirkend bis zum Zeitpunkt des Pflichtverstoßes und für die gesamte Dauer desselben auf zwei Euro pro Kilowatt installierter Leistung. Gleichzeitig bedeutet dies, dass auch erst im Zeitpunkt der Erfüllung beider Pflichten der Pflichtverstoß als aufgehoben gilt, mit der Folge, dass für die Zukunft keine weiteren Sanktionen anfallen (vgl. Absatz 2). Hintergrund für diese Ausgestaltung ist, dass die Sanktion nur so auf die Erfüllung beider Pflichten hinwirken kann.

Zu Nummer 35 (§ 52a)

Der neue § 52a EEG 2023 schafft die Möglichkeit, dass Netzbetreiber die Einspeisung von Anlagen unterbinden können, wenn diese Anlagen in erheblichem Maße gegen die Vorgaben zur Steuerbarkeit verstoßen. Die Regelung übernimmt dabei grundsätzlich die Mechanismen des § 6 NELEV.

Absatz 1 der Regelung führt die Verpflichtung von Netzbetreibern ein, Anlagen vom Netz zu trennen oder deren Einspeisung durch andere Maßnahmen zu unterbinden, wenn ein nachhaltiger Verstoß gegen die Pflichten aus § 9 Absatz 1 oder Absatz 2 sowie § 10b Absatz 1 oder 2 EEG 2023 vorliegt. Hierfür ist erforderlich, dass der Verstoß in mindestens sechs Monaten in einem Zeitraum von zwölf Monaten erfolgt. Dadurch wird einerseits die Verhältnismäßigkeit der Regelung als letztes Mittel gewahrt, andererseits durch die Bezugnahme auf das einen Jahreszeitraum ausgeschlossen, dass Anlagenbetreiber durch nur kurzfristig, aber nicht anhaltend wirksame Maßnahmen der Netztrennung entgehen können. Bei der Wahl des Mittels hat der Netzbetreiber grundsätzlich den für den Anlagenbetreiber mildesten Eingriff, der die Einspeisung wirksam unterbindet, auszuwählen. Auf-grund der Erstattungspflicht des Anlagenbetreibers nach Absatz 7 der Regelung fließt in diese Auswahlentscheidung auch der Aufwand des Netzbetreibers ein. Eine Netztrennung oder sonstige Maßnahme zur Unterbindung der Einspeisung ist nicht mehr erforderlich, wenn die Anlage vom Betreiber außer Betrieb genommen wurde.

Absatz 2 dient durch die Pflicht zur vorherigen Fristsetzung und Trennungsandrohung ebenfalls der Verhältnismäßigkeit der Norm. Der Netzbetreiber hat eine einmonatige Frist zur Behebung der Pflichtverletzung unter konkreter Benennung derselben zu setzen. Diese Frist kann einmalig um maximal einen Monat verlängert werden.

Absatz 3 dient der Sicherstellung einer Umgehung der vom Netzbetreiber vorgenommenen Maßnahme durch den Anlagenbetreiber.

Absatz 4 regelt Duldungspflichten des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber beziehungsweise von ihm beschäftigten und beauftragten Personen.

Absatz 5 dient der Sicherstellung, dass der Netzbetreiber die Maßnahme nach Absatz 1 auch tatsächlich ausführen kann.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Absatz 6 regelt, dass die Wiederherstellung des Anschlusses erst nach dem vollständigen Nachweis der Behebung des vom Netzbetreiber benannten Pflichtverstoßes möglich ist.

Absatz 7 erlegt die Kosten der Netztrennung oder äquivalenten Maßnahme nach Absatz 1 sowie der etwaigen Wiederherstellung des Anschlusses dem Anlagenbetreiber auf. Auf-grund des notwendigerweise erfolgten Pflichtverstoßes stellt die Regelung die Verursachergerechtigkeit der Kostentragung sicher.

Zu Nummer 36 (§ 83)

Die Änderung des § 83 EEG 2023 ist eine redaktionelle Folgeanpassung.

Zu Nummer 37 (§ 85)

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Ergänzung in § 85 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 Buchstabe a EEG 2023 steht in Zusammenhang mit der neuen Struktur der Vorgaben zu Informationspflichten und Kommunikation im Netzanschlussverfahren in §§ 8a bis 8d EEG 2023 (neu) sowie mit dem in § 8e EEG 2023 (neu) eingeführten Mechanismus zur Reservierung von Netzanschlusskapazität. Auch bisher war es Aufgabe der Bundesnetzagentur, die Einhaltung der Vorgaben in § 8 Absatz 5 bis 7 EEG 20223 (alt) zu überwachten. Durch die Überführung in neue Paragraphen wird dies nicht geändert. Neu hinzu kommt die Überwachung der Reservierungen von Netzanschlusskapazität. Die Bundesnetzagentur hat nach § 8e Absatz 4 EEG 2023 (neu) die von den Netzbetreibern entwickelten Vorgaben für Reservierungen von Netzanschlusskapazität zu bestätigen. Parallel wird ihr auch in § 85 EEG 2023 auch die Aufgabe zugewiesen, zu überwachen, dass Netzbetreiber entsprechend der neuen Vorgaben Netzanschlusskapazität reservieren.

Zu Doppelbuchstabe bb

Durch die Änderung in § 85 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe c) EEG 2023 wird die Überwachungskompetenz der Bundesnetzagentur auch auf Zahlungen der Netzbetreiber nach § 6 Absatz 5 EEG 2023 erstreckt. Die Aufsichtskompetenz der Bundesnetzagentur für Zahlungen von Übertragungs- bzw. Verteilnetzbetreibern an Anlagenbetreiber bezog sich bisher nach § 85 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023 nur auf Zahlungen nach den §§ 19 bis 55b EEG 2023. Die im Rahmen der Erstattung der finanziellen Beteiligung von Kommunen nach § 6 Absatz 5 EEG 2023 geleisteten Zahlungen waren damit bisher nicht erfasst. Da es sich auch bei diesen Zahlungen um solche handelt, die aus dem EEG-Konto finanziert werden, ist eine Überwachung durch die Bundesnetzagentur in gleicher Weise angemessen wie bei den bisher erfassten Zahlungen. In welchen Fällen die Bundesnetzagentur diese Überwachungskompetenz ausübt, steht in ihrem Ermessen.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Der neue § 85 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2023 begründet eine Festlegungskompetenz zur Nachweisführung nach § 10b Absatz 5 EEG 2023. Die Festlegungskompetenz zur Markt-kommunikation nach § 20 EnWG bleibt unberührt. Für die Hintergründe der Regelung wird auf die Begründung zu § 10b EEG 2023 verwiesen.

Zu Doppelbuchstabe bb

Der neue § 85 Absatz 2 Nummer 5 EEG 2023 begründet eine umfassende Festlegungs-kompetenz zur standardisierten und massengeschäftstauglichen Abwicklung der Direkt-vermarktung. Durch die Kompetenz soll der Bundesnetzagentur die Möglichkeit gegeben werden, bei aufkommenden Unklarheiten oder Abwicklungsproblemen im Zusammenhang mit der Ausweitung der Direktvermarktung durch dieses Gesetz schnell und niedrigschwellig reagieren zu können. Die Festlegungskompetenz erfasst daher insbesondere Auslegungs- und Prozessfragen zu den übrigen Regelungen dieses Gesetzes. Die Festlegungs-kompetenz zur Marktkommunikation nach § 20 EnWG bleibt unberührt

Zu Doppelbuchstabe cc

In § 85 Absatz 2 Nummer 6a EEG 2023 wird ein fehlerhafter Verweis korrigiert.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Doppelbuchstabe dd

Der neue § 85 Absatz 2 Nummer 12 EEG 2023 gibt der Bundesnetzagentur die Möglichkeit festzustellen, dass Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 2 Kilowatt mit hinreichenden technischen Ausstattung versehen sind und die Abrechnungsprozesse der Netzbetreiber hinreichend massengeschäftstauglich und digitalisiert sind, um eine Anwendbarkeit des § 51 Absatz 1 bei diesen Anlagen mit angemessenem Aufwand abzubilden. Zu den Hintergründen der Regelung wird auf die Begründung zu § 52 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 verwiesen.

Der Bundesnetzagentur wird mit der neuen Regelung des § 85 Absatz 2 Nummer 13 EEG 2023 eine Festlegungskompetenz zur Anpassung des Faktors nach § 51a Absatz 1a Satz 2 EEG 2023 eingeräumt. Dieser Faktor ist relevant, um im Rahmen der Ermittlung des Zeitraums, um den sich der Vergütungszeitraum von Solaranlagen bei negativen Preisen verlängert, das anlagenspezifische Zeitkontingent in Form von Volllastviertelstunden-äquivalenten zu ermitteln. Der Faktor berücksichtigt, dass PV-Anlagen zumeist wegen der Jahreszeit, dem Wolkenzug über den Tag, der Ausrichtung der Anlage und Verschattun-gen im Durchschnitt nur mit einer Leistung einspeisen, die einem Teil ihrer installierten Leistung entspricht. Dieser Faktor wurde bisher mit 0,5 angesetzt; er kann auf Basis aktuellerer Datengrundlagen durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur angepasst werden.

Zu Doppelbuchstabe ee und Doppelbuchstabe ff

Durch die Änderungen in § 85 Absatz 2 Nummer 15 und Nummer 16 (neu) EEG 2023 wird der Bundesnetzagentur eine Festlegungskompetenz eingeräumt, wonach die Bundesnetz-agentur abweichend von den Vorgaben der EEV die Anforderungen an die Preissetzung zu preislimitierten Geboten regeln kann, soweit sich Anhaltspunkte dafür ergeben haben, dass die Preissetzung anderer Marktteilnehmer zu deutlich höheren Preisen abgeschlossen wird als zu der in der EEV geregelten Preissetzung durch den Übertragungsnetzbetreiber. Dies betrifft insbesondere die Bestimmungen zur Anzahl und Aufteilung der Tranchen und die Preislimits in § 5 Absatz 2 EEV.

Zu Nummer 38 (§ 85d)

Die Rechtsgrundlage für Festlegungen der Bundesnetzagentur zu flexibler Speichernutzung in § 85d EEG 2023 wird an die Änderungen in § 19 Absatz 3 bis 3c EEG 2023 angepasst. Die in § 85d Nummer 1 bis 3 EEG 2023 a.F. eingeräumten umfassenden Festlegungskompetenzen betreffend die bisher vorgesehene Wechseloption bei einem flexiblen Einsatz eines Stromspeichers können entfallen. Bei den Änderungen in Satz 2 handelt es sich um Folgeänderungen zur Streichung der Wechseloption.

Die nun mit § 85d EEG 2023 geregelten Festlegungskompetenzen erfassen sowohl die Abgrenzungs- als auch die Pauschaloption. Gemäß § 85d Nummer 1 EEG 2023 kann die Bundesnetzagentur Festlegungen treffen zu den näheren Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis der Strommengen, auf die sich die Zahlungsansprüche nach § 19 Absatz 3b und 3c EEG 2023 jeweils beziehen. Für die Abgrenzungsoption wird dadurch keine inhaltliche Änderung zum bisherigen Stand der Regelung bewirkt. Bei der Pauschaloption ist eine Konkretisierung der Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis der Strommengen erforderlich für Fälle, in denen die aus den Solaranlagen und den Stromspeichern in einem Kalenderjahr eingespeiste Strommenge die maximal ansetz-bare Strommenge von 300 Kilowattstunden unterschreitet. Die Festlegung nach Nummer 1 umfasst nun auch die Konkretisierung der Anforderungen für eine sichere, automatisierte und massengeschäftstaugliche Erhebung, Ermittlung, Zuordnung, Abgrenzung, Verarbeitung und Übermittlung der erforderlichen Werte unter Beachtung der mess- und eichrechtlichen Anforderungen.

Mit Nummer 2 wird eine Festlegungskompetenz für die Konkretisierung der Bedingungen für ein erstmaliges Geltendmachen oder einen Wechsel in die Abgrenzungs- und die Pauschaloption ergänzt. Hierbei sind Festlegungen zu treffen, unter welchen Bedingungen unterjährig ein Wechsel in eine der beiden Optionen erfolgen darf und wie sich ein unterjähriger Wechsel insbesondere bei der Pauschaloption auf die gemäß § 19 Absatz 3c EEG 2023 maximal in einem Kalenderjahr in Ansatz zu bringende förderfähige Strommenge auswirkt.

Zu Nummer 39 (§ 90)

Zu Buchstabe a

Die Ersetzung von Wörtern in § 90 Nummer 3 EEG 2023 ist redaktioneller Natur. Hier wird sich an den Begrifflichkeiten des einschlägigen Unionsrechts orientiert.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe b

Durch die Änderung von § 90 Nummer Buchstabe c EEG 2023 wird klargestellt, dass sich die Verordnungsermächtigung auch darauf erstreckt, Überwachungsmaßnahmen gegenüber Wirtschaftsteilnehmern zu ergreifen. Dies umfasst u.a. Betretungsrechte. Zudem wird der Katalog der sich aus der Überwachung ergebenden Rechte und Pflichten präzisiert. Unter die Ermächtigung zum Betreten fällt auch das Recht zum Betreten der Räumlichkeiten von Zertifizierungsstellen durch die zuständige Behörde.

Zu Nummer 40 (§ 91)

Zu Buchstabe a

Die Änderung in § 91 Nummer 1 EEG 2023 ist eine Folgeanpassung zur Einführung der Festlegungskompetenz des neuen § 85 Absatz 2 Nummer 16 EEV.

Zu Buchstabe b

Durch die Änderung in § 91 Nummer 2 EEG 2023 wird die Verordnungsermächtigung in-sofern erweitert, als dass die Übertragungsnetzbetreiber zukünftig auch verpflichtet wer-den können, Anlagen bei negativen Preisen abzuregeln. Zudem kann dies künftig schon ab der ersten Viertelstunde mit negativen Preisen angeordnet werden. Dies ist notwendige Voraussetzung, um für Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen, die bei der preislimitierten Vermarktung in der Day-Ahead-Auktion unveräußert geblieben sind, eine Abregelung durch den Übertragungsnetzbetreiber anzuordnen (§ 5 Absatz 3 EEV n.F.).

Die Verordnungsermächtigung wird in § 91 Nummer 2 EEG 2023 ferner dahingehend er-weitert, dass mittels Rechtsverordnung ein finanzieller Ausgleich für durch die Abregelung entgangene Einnahmen des Anlagenbetreibers angeordnet werden kann. Zu den entgan-genen Einnahmen zählt insbesondere der entgangene Anspruch des Anlagenbetreibers auf Zahlung einer Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023. Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023 ist dem Anlagenbetreiber jedoch nicht entgangen, wenn sich der anzulegende Wert nach § 51 Absatz 1 EEG 2023 in der für die Anlage geltenden Fassung für den Zeitpunkt, in der die Anlage abgeregelt wird, auf null reduziert.

Zu Nummer 41 (§ 94)

Der neue § 94 EEG 2023 schafft eine Verordnungsermächtigung zu systemdienlichem Anlagenbetrieb und dient damit der Sicherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Zielbild zur Vermeidung von Erzeugungsüberschüssen ist eine umfassende Teilnahme von Anlagen an der Direktvermarktung sowie die reformierte Vermarktung verbleibender einspeisevergüteter Mengen durch die ÜNB aufgrund der neuen Vorgaben in der EEV, inklusive der Möglichkeit der Abregelung von steuerbaren Anlagen. Aufgrund der dafür erforderlichen erheblichen Systemumstellungen kann es erforderlich werden, dass Anlagen als Übergangslösung stärker zur eigeninitiativen Vermeidung von Erzeugungsüberschüssen herangezogen werden. Hierfür schafft die Verordnungsermächtigung die Grundlage und ermöglicht für Netzeinspeisungen, die im Rahmen der Einspeisevergütung erfolgen, Sonderregelungen. Bei diesen Anlagen besteht eine besonders starke Entkoppelung vom Marktgeschehen, weshalb es sachgerecht ist, mit der Verordnungsermächtigung Regelungen zu ermöglichen, die diese Entkoppelung adressieren. Es werden verschiedene Modelle ermöglicht, die zwischen Einfachheit in der Umsetzung und Anwendung bei gleichzeitiger verminderter Zielgenauigkeit einerseits und komplexerer Anwendungserfordernisse bei höherer Zielgenauigkeit andererseits liegen. Die Auswahl des geeignetsten Instruments liegt beim Verordnungsgeber.

Nach § 94 Nummer 1 EEG 2023 soll der Verordnungsgeber die Möglichkeit bekommen, pauschale kalendarische Zeitfenster zu bestimmen, in denen keine Netzeinspeisung von Strom in der Einspeisevergütung möglich ist. In Betracht kommen insbesondere Wochenenden und Feiertage, wobei auch eine Beschränkung auf besonders sonnenreiche Monate vorgenommen werden kann.

Nach § 94 Nummer 2 EEG 2023 kann der Verordnungsgeber auch den Übertragungsnetzbetreibern die Entscheidung über Zeitfenster, in denen keine Netzeinspeisung von Strom in der Einspeisevergütung erfolgen soll, übertragen. In diesem Fall könnten die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund jeweils aktueller Prognosen Zeitfenster bestimmen, an denen keine entsprechende Veräußerung erfolgen soll.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Nach § 94 Nummer 3 EEG 2023 kann der Verordnungsgeber weitere Berechtigte bestimmen, die die Ist-Einspeisung von Anlagen abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln können. Eine solche Regelung könnte erforderlich werden, wenn für einen Übergangszeitraum eine Steuerung von Anlagen in der Einspeisevergütung nicht entlang der Kaskade der Netzbetreiber, sondern unter Zuhilfenahme dritter Marktakteure erfolgen soll.

Nach § 94 Nummer 4 EEG 2023 kann der Verordnungsgeber Vorgaben zu Verfahren, Fristen und Datenformaten für Begrenzungen nach Nummer 2 der Vorschrift machen. Hier kann insbesondere geregelt werden, in welchem Turnus und für welchen Zeitraum Übertragungsnetzbetreiber Begrenzungen nach Nummer 2 aussprechen und welchen Kommunikationsweg sie dafür nutzen müssen.

Nach § 94 Nummer 5 kann der Verordnungsgeber gemeinsam mit den Regelungen nach den Nummern 1 und 2 der Norm Sanktionen für Zuwiderhandlungen regeln, die sich insbesondere an den im EEG bestehenden bzw. mit diesem Gesetz eingeführten Sanktionsmechanismen orientieren können.

Nach § 94 Nummer 6 EEG 2023 kann der Verordnungseber auch eine Verringerung des anzulegenden Werts in der Einspeisevergütung für Zeiten, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, auf Werte unter null regeln. Damit würde für die Anlagenbetreiber der Anreiz gesetzt, unmittelbar auf Marktsignale zu reagieren.

Nach § 94 Nummer 7 EEG 2023 kann der Verordnungsgeber die Verringerung nach Nummer 6 näher bestimmen.

Nach § 94 Nummer 8 EEG 2023 kann der Verordnungsgeber abweichend von § 51a EEG 2023 die Vorgabe machen, dass das Entstehen des Anspruchs auf eine Verlängerung des Vergütungszeitraums für Neuanlagen an die zusätzliche Voraussetzung geknüpft ist, dass dieser nur dann für eine Viertelstunde mit negativen Preisen besteht, wenn aus dieser Anlage in der spezifischen Viertelstunde kein Strom in das öffentliche Netz eingespeist wurde, für den Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2023 besteht. Eine Einspeisung in einen anderen als einen EEG-Bilanzkreis wäre in diesem Fall hingegen unschädlich mit Blick auf das Entstehen des Anspruchs für diese Viertelstunde. Durch diese zusätzliche Anspruchsvoraussetzung soll ein ökonomischer Anreiz gesetzt werden, zu Zeiten negativer Preise nach § 51 Absatz 1 EEG 2023 nicht in das öffentliche Netz unter Inanspruchnahme einer Förderung für die eingespeisten Strommengen einzuspeisen.

§ 94 Nummer 9 EEG 2023 gibt dem Verordnungsgeber schließlich die Möglichkeit, gemeinsam mit den Regelungen nach den Nummern 2 und 8 auch Vorgaben über die öffentliche Bekanntmachung der jeweiligen Anknüpfungspunkte zu machen. Dadurch kann die diskriminierungsfreie tatsächliche Umsetzung der Regelungen sichergestellt werden.

Zu Nummer 42 (§ 95)

Die Verordnungsermächtigungen in § 95 Nummer 2 und 2a EEG 2023 gehen in den neu gefassten Regelungen des Messstellenbetriebsgesetzes auf und können daher gestrichen werden. Eine Absenkung der Schwellenwerte für die Steuerung (Nummer 2) ist angesichts des neuen Schwellenwerts von 2 Kilowatt gemäß § 29 des Messstellenbetriebsgesetzes nicht mehr notwendig. Die Möglichkeit zu Vorgaben für die Weitverkehrsnetzanbindung von Anlagen geht in §§ 19, 47 des Messstellenbetriebsgesetzes auf.

Zu Nummer 43 (§ 96)

Als Folgeänderung zur Aufhebung von § 95 Nummer 2 wird der entsprechende Verweis in § 96 Absatz 1 EEG 2023 gestrichen.

Zu Nummer 44 (§ 99)

Zu Buchstabe a

Mit dem neuen § 99 Absatz 1 Satz 2 Nummer 7 EEG 2023 wird der Untersuchungsrahmen des Erfahrungsberichts nach § 99 EEG 2023 um Erfahrungen mit den Bestimmungen dieses Gesetzes zur Sicherung der Bürgerenergie und der Bürgerbeteiligung ergänt. Diese Änderung erfolgt im Zusammenspiel mit der Aufhebung der Berichtspflicht nach § 99b EEG (auf die dortige Begründung wird verwiesen).

Zu Nummer 45 (§ 99a und § 99b)

§ 99a EEG 2023 wird aufgehoben, da den im Bericht bislang darzustellenden Herausforderungen durch zwischenzeitlich umgesetzte Maßnahmen bereits überwiegend begegnet wurde. Angesichts des erheblichen Aufwands für die Bundesregierung bei der Erstellung und Abstimmung des Berichts kann dieser daher entfallen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Mit dem EEG 2021 wurde die Erarbeitung eines jährlichen „Funknavigationsberichts“ vor dem Hintergrund der hohen Ablehnungsraten von Genehmigungen für Windenergieanlagen aufgrund von befürchteten Störungen von Funknavigationsanlagen für die zivile Luftfahrt vereinbart. Dieser Bericht wurde Ende 2022 erstmals vorgelegt. Mit dem EEG 2023 wurde diese Berichtspflicht um die Vereinbarkeit von Windenergie an Land mit Wetterradaren, seismologischen Messstationen und militärischen Interessen erweitert.

Mit einer Reihe bereits umgesetzter Maßnahmen konnte den Herausforderungen insbesondere bei Funknavigationsanlagen, Wetterradaren und seismologischen Messstationen bereits in geeigneter Weise begegnet werden. Aktuell erreichen das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz kaum noch Berichte über Hemmnisse in diesen Bereichen.

Hinsichtlich der Vereinbarkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien mit militärischen Belangen existiert ein eigenständiges Austauschformat zwischen dem Bundesministerium der Verteidigung, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, der Branche und den Ländern, in dem Herausforderungen und Lösungsansätze diskutiert werden.

Die formale Berichtspflicht hat daher ihre Funktion quasi vollständig eingebüßt, sodass sie zukünftig entfallen kann. Sollten erneute Genehmigungsprobleme bei diesen Themen dokumentiert werden, kann an die Umsetzung der im letzten Fortschrittsbericht und in der Wind-an-Land-Strategie beschriebenen Maßnahmen angeknüpft werden und die „AG Bundeswehr und Windenergie“ angesprochen werden.

§ 99b EEG 2023 wird aufgehoben. Damit entfällt der separate jährliche Bericht der Bundesnetzagentur über die Erfahrungen mit den Bestimmungen dieses Gesetzes zur Sicherung der Bürgerenergie und der Bürgerbeteiligung. Stattdessen wird die Analyse der entsprechenden Erfahrungen in den alle vier Jahre durch die Bundesregierung zu erstattenden Erfahrungsbericht nach § 99 EEG 2023 aufgenommen. Dieser sollte insbesondere Erkenntnisse zur Zielgenauigkeit der Definition der Bürgerenergiegesellschaften sowie zu den Auswirkungen der Ausnahme von der Ausschreibungspflicht durch Auswertung der Mitteilungen nach § 22b EEG liefern. Zum 18. Oktober 2024 lagen der Bundesnetzagentur jedoch lediglich insgesamt sechs Meldungen für Anlagen von Bürgerenergiegesellschaften vor, zwei für Windenergieanlagen an Land gemäß § 22b Absatz 1 EEG und vier für Solaranlagen gemäß § 22b Absatz 2 EEG. Um eine ausreichende Datengrundlage zu gewährleisten und auch um eine sinnvolle Einordnung in die Gesamtentwicklung des EEG vornehmen zu können, scheint eine Aufnahme in den regulären Erfahrungsbericht zum EEG sinnvoll. Auf diese Weise wird zudem der Aufwand einer zusätzlichen Berichterstattung zukünftig eingespart.

Zu Nummer 46 (§ 100)

Zu Buchstabe a

Durch die Ergänzung des § 100 Absatz 2 Satz 4 EEG 2023 wird eine Übergangsbestimmung zu den Änderungen in § 6 EEG 2023 aufgenommen. Für Vereinbarungen nach § 6 EEG 2023, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes geschlossen wurden, gelten § 6 Absatz 2 und 3 EEG 2023) in der bisherigen Fassung fort (soweit dieser anwendbar ist, nach Maßgabe von § 100 Absatz 1 Satz 1 EEG 2023. Werden vor Inkrafttreten geschlossene Vereinbarungen nach dem Inkrafttreten angepasst, gelten für diese Vereinbarungen – ebenso wie für alle nach Inkrafttreten neu abgeschlossenen Vereinbarungen - § 6 Absatz 2 und 3 EEG 2023 in ihrer neuen Fassung. Für die klarstellende Änderung in § 6 Absatz 5 EEG 2023 ist keine Übergangsbestimmung vorgesehen.

Zu Buchstabe b

In § 100 Absatz 3 EEG 2023 werden die bisherigen § 100 Absatz 3 und 4 EEG 2023 infolge der Anpassungen von § 9 und der Überführung der technischen Ausstattungsverpflichtungen mit Steuerungseinrichtungen in den Rollout durch den Messstellenbetreiber nach dem Messstellenbetriebsgesetz vereinfacht und zusammengelegt. Da künftig alle Anlagen über 2 Kilowatt installierter Leistung nach einem gesetzlich festgelegten Fahrplan (§ 45 des Messstellenbetriebsgesetzes) sicht- und steuerbar gemacht werden, bedarf es insofern nicht mehr der verschiedenen Fallgruppen.

Zusätzlich wird in Satz 2 geregelt, dass die bisher nach der jeweils für die Anlage maßgeblichen Fassung des EEG vorzuhaltenden Steuerungstechnik vom Anlagenbetreiber bis zur erfolgreichen Testung der Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber über die SMGW-konforme Steuerungstechnik weiter vorgehalten werden muss. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Steuerbarkeit nahtlos über den technischen Systemwechsel stets

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

gewährleistet bleibt. Neue Pflichten für die Bestandsanlagen sind hiermit für die Zeit bis zur erfolgreich getesteten Inbetriebnahme der digitalen Steuerungstechnik über Smart-Meter-Gateways nicht verbunden. Vielmehr nennt Satz 2 mehrere Alternativen zur Erfüllung der nach der für die Anlage jeweils maßgeblichen Fassung des EEG anwendbaren Anforderungen. So gelten die bisherigen Anforderungen an die Bestandsanlagen auch als erfüllt, wenn sie die Steuerbarkeitsanforderung nach Satz 2 Nummer 1 oder alternativ die Nummern 2 und 3 als alternative Erfüllungsoption erfüllen. Nach Satz 3 hat der Netzbetreiber hat die Testung auf Ansteuerbarkeit spätestens im Rahmen der nächsten, auf den Einbau des intelligenten Messsystems und der technischen Einrichtungen im Sinne des Absatzes 1 folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufungen der Ist-Einspeisung vorzunehmen. Er kann diese jedoch auch früher, z. B. bei Inbetriebnahme der Steuerungstechnik durchführen.

Wie auch im Falle von Neuanlagen nach § 9 Absatz 2a ist eine Zahlungspflicht für den Fall eines fehlenden erfolgreichen Tests der Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber vorgesehen, es sei denn, er hat dieses Fehlen nicht zu vertreten. Zum Verschulden und der Exkulpationsmöglichkeit des Netzbetreibers wird auf die Ausführungen zu § 9 Absatz 2a verwiesen.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen.

Zu Doppelbuchstabe aa

§ 100 Absatz 3a Satz 1 EEG 2023 regelt Folgeänderungen zum neuen § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3, welcher künftig eine verpflichtende Wirkleistungsbegrenzung auf 50 Prozent der installierten Leistung bis zu sechs Monate nach Herstellung der Steuerbarkeit über intelligente Messsysteme vorsieht. Da nach dem Messstellenbetriebsgesetz auch Bestandsanlagen vom Messstellenbetreiber mit mehr als 2 Kilowatt installierter Leistung auszustatten sind, ist die Möglichkeit zur Aufhebung der Wirkleistungsbegrenzung allein aus Vertrauensschutzgründen für diejenigen Anlagenbetreiber gerechtfertigt, die bereits von dieser ab 1. Januar 2023 geltenden Möglichkeit Gebrauch gemacht haben.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen.

Zu Buchstabe d

Der neue § 100 Absatz 3b EEG 2023 sichert den Bestandsschutz. Durch die Regelung wird verhindert, dass bestehende Anlagen zwischen 2 und 100 Kilowatt installierter Leistung, die seit dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen wurden, vor der Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem und einer Steuerungseinrichtung nach dem Messstellenbetriebsgesetz übergangsweise noch mit Technik zur Erfüllung der durch dieses Gesetz neu eingeführten Vorgaben aus § 9 Absatz 2 EEG 2023 nachgerüstet werden müssen. Dies betrifft jeweils die neue Vorgabe zur Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 50 Prozent nach § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 Buchstabe b für Anlagen zwischen 25 und 100 kW installierter Leistung und nach § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 für Anlagen zwischen 2 und 25 kW installierter Leistung. Damit wird unangemessener Aufwand sowohl für die Anlagenbetreiber als auch für Installationsunternehmen und Netzbetreiber verhindert.

Zu Buchstabe e

Bei der Streichung handelt es sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe ff

Es handelt sich um einer redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe g

Der neue § 100 Absatz 9 Satz 6 EEG 2023 ist eine Folgeänderung zur Einfügung des § 52a EEG 2023 (neu). Diese Regelung soll, genau wie die Sanktion nach § 52 EEG 2023, auch auf Bestandsanlagen anwendbar sein, soweit diese einer der in der Norm genannten Pflichten unterliegen und andauernd gegen diese verstoßen. Durch die Änderung des § 100 Absatz 9 EEG 2023 wird dementsprechend keine neue Pflicht für die Anlagen eingeführt, sondern lediglich die Durchsetzung bestehender Pflichten gestärkt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe h

§ 100 Absatz 9a EEG 2023 dient der Entbürokratisierung und Erleichterung des Zubaus weiterer Solaranlagen, indem eine Pflicht zur getrennten Messung verschiedener Anlagen aufgehoben wird. Nach den Regelungen des EEG 2012 waren bei Solaranlagen, die ausschließlich in, an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, mit einer installierten Leistung über 10 Kilowatt bis einschließlich 1 Megawatt lediglich 90 % der in der Anlage erzeugten Strommenge förderfähig (§ 33 Absatz 1 EEG 2012). Für darüberhinausgehende Einspeisungen wurde der anzulegende Wert auf den Marktwert reduziert (§ 33 Absatz 2 EEG 2012). Soweit der in der Anlage erzeugte Strom nicht gemessen wurde, waren lediglich 90 % der eingespeisten Strommenge förderfähig (§ 33 Absatz 5 EEG 2012). Diese Vorgaben wurden als Marktintegrationsmodell (MIM) bezeichnet.

Zusätzlich bestand ein Verbot, eine Anlage nach dem MIM über eine gemeinsame Messeinrichtung mit einer Anlage, die nicht diesem Modell unterliegt, abzurechnen. Anderenfalls wurde der gesamte eingespeiste Strom nur mit dem Marktwert vergütet (§ 33 Absatz 4 EEG 2012).

Diese Vorgaben gelten für unter dem EEG 2012 errichtete Anlagen fort. Es ist daher derzeit nicht ohne Weiteres möglich, zu einer bestehenden Anlage, die dem MIM unterliegt, eine weitere Anlage zuzubauen. Zur Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben ist vielmehr ein aufwändiges Messkonzept erforderlich, das die Strommengen der beiden Anlagen getrennt voneinander erfasst.

Diese Einschränkung des Zubaus folgt keinem sachlichen Grund. Daher wird durch die Neuregelung die Pflicht nach § 33 Absatz 4 EEG 2012 abgeschafft und klargestellt, wie die Abgrenzung der Strommengen beider Anlagen bei einer gemeinsamen Messeinrichtung erfolgt.

Satz 1 der Regelung erklärt die Unanwendbarkeit des § 33 Absatz 4 EEG 2012, sodass sowohl die Rechtspflicht als auch die Sanktion entfallen, für Strom, der nach dem Inkrafttreten dieses Gesetzes eingespeist wird.

Satz 2 und 3 stellen durch deklaratorische Verweise klar, wie die Abrechnung auch ohne getrennte Messeinrichtungen erfolgen kann. Hierzu wird zunächst auf § 24 Absatz 3 Satz 2 EEG verwiesen, der für Solaranlagen die anteilige Zuordnung der Strommengen im Verhältnis der installierten Leistung der Anlagen anordnet. Für den der MIM-Anlage zuzuordnenden Teil wird auf die weiter geltenden sonstigen Vorgaben des § 33 EEG 2012 hingewiesen.

Nach dieser Neuregelung können also eine MIM-Anlage und eine Nicht-MIM-Anlage über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet werden. Der eingespeiste Strom wird entsprechend dem Leistungsanteil der Nicht-MIM-Anlage nach den für diese Anlage geltenden Regelungen vergütet. Der dem Leistungsanteil der MIM-Anlage entsprechende Strom wird nach den Regelungen des § 33 EEG 2012 vergütet, d.h. dass eine Förderung nur für 90 % des in der MIM-Anlage erzeugten Stroms erfolgt und darüberhinausgehende Einspeisungen mit dem Marktwert vergütet werden. Sollte der in der MIM-Anlage erzeugte Strom nicht separat erfasst werden, erfolgt stattdessen nur eine Förderung für 90 % des eingespeisten Stroms, der nach § 24 Absatz 3 Satz 2 EEG 2023 nach den Regelungen der MIM-Anlage vergütet wird.

Satz 4 trifft eine Regelung für solche Fälle, in denen für den Betrieb der MIM-Anlage die Erzeugung der Anlage getrennt von der Einspeisung gemessen wurde (also nicht von der Fiktion nach § 33 Absatz 5 Halbsatz 2 EEG 2012 Gebrauch gemacht wurde), für die hinzukommende Nicht-MIM-Anlage aber keine separate Erzeugungsmessung erfolgen soll. Die Regelung bestimmt, dass zur Feststellung des förderfähigen Anteils der eingespeisten Strommenge folgende Logik anzuwenden ist: Zunächst wird fingiert, dass die Erzeugung in beiden Anlagen im Verhältnis zu ihrer installierten Leistung gleich ist. Das heißt, dass die gemessene Erzeugung der MIM-Anlage pro installiertem Kilowatt Leistung auch auf die Nicht-MIM-Anlage übertragen wird, um deren (nicht gemessene) Erzeugung festzustellen. Aus der so ermittelten Summe der Erzeugung und Messung der in das Netz eingespeisten Strommenge lässt sich der Eigenverbrauch errechnen. Dieser Eigenverbrauch wiederum wird nach der Logik des § 24 Absatz 3 Satz 2 Halbsatz 2 EEG 2023, das heißt entsprechend der installierten Leistung, auf beide Anlagen aufgeteilt. Unterschreitet der auf diese Weise der MIM-Anlage zugeordnete Eigenverbrauch 10 % der in der MIM-Anlage erzeugten Strommenge nicht, so ist der gesamte eingespeiste Strom förderfähig. Anderenfalls ist bis zur Erreichung dieses Anteils eingespeister Strom nach § 33 Absatz 2 Satz 1 EEG 2012 mit dem Marktwert zu vergüten.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Werden hingegen die MIM-Anlage und die Nicht-MIM-Anlage über einen gemeinsamen Erzeugungszähler gemessen, findet § 24 Absatz 3 EEG 2023 unmittelbar Anwendung, weshalb es für diesen Fall keine Anwendungserklärung bedarf.

Zu Buchstabe i

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen. Der Geltungszeitraum der Norm ist abgelaufen.

Zu Buchstabe j

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Einfügung der Bezugnahme auf den Gebotstermin in § 100 Absatz 19 Satz 1 EEG 2023 dient der Klarstellung, dass es auf die Rechtslage zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe und nicht auf die Rechtslage zum Zeitpunkt der Zuschlagserteilung ankommt. Denn die Bieter kalkulieren ihr Gebot anhand der zum Ausschreibungstermin geltenden Rechtslage.

Es wird daher klarstellend geregelt, dass alle Anlagen von den Verlängerungen der in § 100 Absatz 19 EEG 2023 genannten Fristen profitieren können, die in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins vor dem 1. Januar 2023 einen Zuschlag erhalten haben, selbst wenn der Zuschlag selbst aufgrund der Länge des Zuschlagsverfahrens erst im Jahr 2023 erteilt werden konnte.

Die weitere Änderung in § 100 Absatz 19 Satz 1 EEG 2023 regelt, dass die Änderung des Vergütungsbeginns in § 36i EEG 2023 auch für jene Zuschläge gilt, die in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins vor dem 1. Januar 2023 erteilt wurden, wenn für deren Zuschlag noch keine Pönale zu zahlen war und der Zuschlag noch nicht erloschen ist. Der Vergütungszeitraum beginnt grundsätzlich mit der Inbetriebnahme der Anlage (vgl. § 25 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023). Abweichend davon beginnt der Vergütungszeitraum nach dem mit diesem Gesetz geänderten § 36i EEG 2023 spätestens 36 Monate nach Zuschlagserteilung. Diese Verlängerung der Frist in § 36i EEG 2023 von 30 auf 36 Monate soll auch für Anlagen gelten, die in einem Zuschlagsverfahren mit einem Gebotstermin vor dem 1. Januar 2023 einen Zuschlag erhalten haben.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderung in § 100 Absatz 19 Satz 3 EEG 2023 dient der Klarstellung, dass es bei der Bestimmung, ob Übergangsvorschriften auf eine Anlage anzuwenden sind, grundsätzlich auf den Zeitpunkt des Gebotstermins und nicht auf den Zeitpunkt der Zuschlagserteilung ankommt.

Die Verlängerung der Realisierungsfrist in § 36e Absatz 1 EEG 2023 und der Pönalfristen in § 55 Absatz 1 EEG 2023 ist für die Bieter nicht immer vorteilhaft. Es kann Situationen geben, in denen sich die Bieter von dem Zuschlag lösen wollen, um erneut an den Ausschreibungen teilnehmen zu können. Sie müssen daher die Möglichkeit haben, zu den Fristen zurück zu kehren, die bei dem für sie maßgeblichen Gebotstermin galten.

Dabei kommt es für den Vertrauensschutz nicht darauf an, welches Recht bei der Zuschlagserteilung galt, sondern welches Recht zum Zeitpunkt des Gebotstermins galt. Die Bieter kalkulieren ihr Gebot anhand der zum Ausschreibungstermin geltenden Rechtslage. Zu dieser Rechtslage müssen sie zurückkehren können.

Zu Buchstabe k

Durch die Änderung des § 100 Absatz 20 EEG 2023 wird die ausnahmsweise Zuordnung von Anlagen bis zu 400 Kilowatt installierter Leistung zur unentgeltlichen Abnahme für Neuanlagen abgeschafft. Die Änderung ist insbesondere notwendig, um Fehlanreize zu vermeiden, die bisher zu einer Verstärkung temporärer Erzeugungsüberschüsse führen können. Die Vermarktungsform der unentgeltlichen Abnahme bleibt jedoch für Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 Kilowatt erhalten. Auf die Begründung zu § 21 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023 wird verwiesen.

Zu Buchstabe l

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen. Der Geltungszeitraum der Norm ist abgelaufen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe m

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Änderung des § 100 Absatz 28 Satz 1 EEG 2023 sichert den Bestandsschutz. Mit dem Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024 wurde § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 dahingehend angepasst, dass bei Überschreitung einer der Höchstdauern der Ausfallvergütung der Zahlungsanspruch nicht nur auf den Marktwert, sondern auf null verringert wird. Da damit unter Umständen eine Verkürzung der Rechtsposition der Anlagenbetreiber einhergeht, wird diese Umstellung durch die Einfügung in § 100 Absatz 28 EEG 2023 nur für Neuanlagen nach Inkrafttreten des genannten Gesetzes vollzogen. Diese Anlagen sind in Kenntnis des neuen § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 in Betrieb genommen worden und haben daher kein schützenswertes Vertrauen. Anlagen mit Inbetriebnahme beziehungsweise Gebotstermin seit dem 1. Januar 2023, die ohne die Einfügung von der Neuregelung betroffen wären, werden hingegen durch die Einfügung ausgenommen. Daraus folgt auch, dass für die unter § 100 Absatz 28 EEG 2023 fallenden Anlagen zwischenzeitlich erfolgte Absenkungen des Anspruchs auf null in begünstigender Rückwirkung auf den jeweiligen Marktwert zu erhöhen sind. Eine zusätzliche Übergangsbestimmung für die in diesem Ge-setz erfolgte Anpassung des § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 ist nicht erforderlich, da diese keine Änderung der materiellen Rechtslage zur Folge, sondern lediglich klarstellenden Charakter hat.

Zu Doppelbuchstabe bb

Durch die Regelung des § 100 Absatz 28 Satz 3 EEG 2023 wird sichergestellt, dass die mit diesem Gesetz vorgesehenen Änderungen betreffend die Aufnahme sog. Trackeranlagen in die Regelungen zu den besonderen Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstaben a bis c EEG 2023 (sog. Agri-PV-Anlagen) und die nun erfolgte Regelung der Anforderungen an sog. hochaufgeständerte Solaranlagen in § 3 Nummer 29a EEG 2023 erst für Anlagen greifen, die nach Inkrafttreten des Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024 (sog. Solarpaket I) in Betrieb genommen werden oder einen Zuschlag in einem Gebotsverfahren nach Inkrafttreten dieses Gesetzes erhalten haben.

Zu Buchstabe n

Zu Absatz 31

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen. Der Geltungszeitraum der Norm ist abgelaufen.

Zu Absatz 32

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen. Inhaltlich gibt es keine Rechtsänderung, da der neue § 8c Absatz 2 EEG 2023 (neu) an die Stelle des bisherigen § 8 Absatz 6a EEG 2023 (alt) tritt. Der Bedarf für eine Übergangsregelung in § 100 EEG entfällt jedoch.

Zu Buchstabe o

Die bisherige Übergangsbestimmung des § 100 Absatz 34 EEG 2023 wird an die Änderungen der Regelungen zur Flexibilisierung von Stromspeichern für eine aktive Marktteilnahme in § 19 Absatz 3 bis 3c und § 85d EEG 2023 angepasst und gilt nun für die Abgrenzungs- und die Pauschaloption. Sie bewirkt weiterhin, dass die entsprechenden Regelungen in § 19 Absatz 3 bis 3c EEG 2023 erst anwendbar sind, wenn und soweit jeweils konkretisierende Festlegungen der Bundesnetzagentur wirksam werden.

Mit dem neuen Satz 2 werden die neuen Regelungen zur flexiblen Stromspeichernutzung auch für Anlagen nach § 100 Absatz 1 EEG 2023 (sog. Bestandsanlagen) für anwendbar erklärt. Mit Blick auf Bestandsanlagen, bei denen die Höhe der Marktprämie bisher an-hand des energieträgerspezifischen „Monatsmarktwertes“ berechnet wird, wird die Nutzung der Abgrenzungs- und der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3b und 3c EEG 2023 zur Flexibilisierung von Stromspeichern für eine aktive Marktteilnahme erst durch die komplementäre Anpassung in Anlage 1 Nummer 2 ermöglicht. Bei diesen wird die Berechnung der Marktprämie mit dem Wechsel in die jeweilige Option auf eine Berechnung anhand des energieträgerspezifischen „Jahresmarktwertes“ umgestellt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe p

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Änderungen in § 100 Absatz 39 und 40 EEG 2023 dienen zunächst der Sicherstellung, dass die Folgeänderungen in § 28b und § 48 EEG 2023 nicht zu einer vorgezogenen Absenkung der Ausschreibungsschwelle für Solaranlagen des zweiten Segments führen. Außerdem wird durch die Aufnahme des frühesten Inbetriebnahmedatums klargestellt, dass durch das Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024 keine rückwirkende Änderung der anzulegenden Werte von Anlagen, die dem EEG 2021 oder älteren Fassungen unterliegen, erfolgte. Aus den Gesetzesmaterialien ergibt sich, dass eine derart weitgehende Änderung der Rechtslage mit diesen Übergangsvorschriften nicht verfolgt wurde (BT-Drs. 20/11180, S. 144).

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderungen in § 100 Absatz 39 und 40 EEG 2023 dienen dazu sicherzustellen, dass die Folgeänderungen in § 28b und § 48 EEG 2023 nicht zu einer vorgezogenen Absenkung der Ausschreibungsschwelle für Solaranlagen des zweiten Segments führen.

Zu Buchstabe q

Die Änderungen in § 100 Absatz 39 und 40 EEG 2023 dienen zunächst der Sicherstellung, dass die Folgeänderungen in § 28b und § 48 EEG 2023 nicht zu einer vorgezogenen Absenkung der Ausschreibungsschwelle für Solaranlagen des zweiten Segments führen. Außerdem wird durch die Aufnahme des frühesten Inbetriebnahmedatums klargestellt, dass durch das Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024 keine rückwirkende Änderung der anzulegenden Werte von Anlagen, die dem EEG 2021 oder älteren Fassungen unterliegen, erfolgte. Aus den Gesetzesmaterialien ergibt sich, dass eine derart weitgehende Änderung der Rechtslage mit diesen Übergangsvorschriften nicht verfolgt wurde (BT-Drs. 20/11180, S. 144).

Zu Buchstabe r

In § 100 Absatz 41 EEG 2023 wird ein fehlerhafter Verweis korrigiert.

Zu Buchstabe s

Der neue § 100 Absatz 46 Satz 1 EEG 2023 sichert den Bestandsschutz von Anlagen, die seit dem 1. Januar 2023, aber vor Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen wurden oder deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins in diesem Zeitraum ermittelt wurde. Für diese Anlagen gelten weiterhin weiterhin § 21, § 51 Absatz 1 und § 51a Absatz 1 EEG 2023 in der Fassung vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes. Das heißt, sie können weiterhin bis zur bisher geltenden Schwelle von 100 Kilowatt installierter Leistung von der Einspeisevergütung und bis zur Schwelle von 200 Kilowatt von der unentgeltlichen Abnahme Gebrauch machen. Außerdem finden die Änderungen bei der Vergütung in Zeiten negativer Preise auf diese Anlagen keine Anwendung. Durch die Regelung des § 100 Absatz 46 Satz 2 EEG 2023 wird geregelt, dass die neu für Solaranlagen eingeführte Sonderregelung zur Verlängerung des Vergütungszeitraums bei negativen Preisen nur für Neuanlagen, die nach dem Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen wurden, anzuwenden ist.

Die neuen § 100 Absatz 47 und 48 EEG 2023 schaffen Boni für Bestandsanlagen in der Einspeisevergütung, über die ein Anreiz gesetzt werden soll, die Regelungen für Neuanlagen auch für diese als anwendbar zu erklären, insbesondere den Verzicht auf die Vergütung zu negativen Preisen. In der Folge würden auch diese Bestandsanlagen kostendämpfend bei negativen Preisen wirken, indem sie auf ihren Vergütungsanspruch verzichten und kostenlos abgeregelt werden könnten. Als Bonus wird dafür die Einspeisevergütung in Zeiten positiver Strompreise erhöht. Die Möglichkeit kann erst dann genutzt werden, wenn eine Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet ist, mit dem die Einspeisung Zeiten negativer Preise zugeordnet werden kann. Ebenso wird für wenige Jahre ein Bonus für Anlagen in der Einspeisevergütung gewährt, die freiwillig in die Direktvermarktung wechseln. Beide Boni sind temporäre Übergangsinstrumente bis zum vollständigen Rollout der erforderlichen Steuerungstechnik und so konzipiert, dass sie in Summe mindestens kostenneutral sind bzw. die Kosten um einige Millionen Euro pro Gigawatt installierter Leistung der Inanspruchnahme senken. Ihr besonderer Nutzen liegt aber darin, dass sie dazu beitragen, Zuspitzungen im Strommarkt und im Stromnetz entgegenzuwirken, die aus der ungebremsten Einspeisung von Bestandsanlagen zu negativen Preisen resultieren können. Die

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Bundesregierung wird beobachten und überprüfen, ob diese Art des temporären monetären Anreizes in Form eines Bonus den gewünschten Effekt erzielt und bei Bedarf ggfs. auch alternative Maßnahmen prüfen.

Zu Nummer 47 (§ 101)

Mit der Änderung in § 101 Satz 1 EEG 2023 wird der Beihilfevorbehalt klarstellend korrigiert sowie aktualisiert.

Zum einen werden neue beihilferelevante Regelungen unter einen Genehmigungsvorbehalt gestellt: Dies betrifft Regelungen zum Pauschalmodell für Speicher (§ 19 Absatz 3c EEG 2023), zur Klarstellung der Vergütungshöhe bei großen Mieterstromanlagen (§ 48a Satz 2) sowie zu Anreizen zur Direktvermarktung und zur Anwendung der Neuregelung zu negativen Preisen (§ 100 Absatz 47 und 48 EEG 2023).

Zum anderen enthält § 101 Satz 1 EEG 2023 bisher aufgrund eines offensichtlichen Redaktionsversehens einen Verweis auf eine Fristenregelung für Biogasanlagen (§ 100 Absatz 36 EEG 2023). Stattdessen sollte hier die Regelung im Absatz davor (§ 100 Absatz 35 EEG 2023) zur vorübergehenden Berechnung des anzulegenden Wertes für Windenergieanlagen außerhalb der Ausschreibungen anhand der Gebotswerte aus dem Vorjahr unter Beihilfevorbehalt gestellt werden. Aus der Gesetzesbegründung zur Änderung des EEG durch das Gesetz vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) ergibt sich eindeutig, dass hierin ein Verweisfehler liegt und der Gesetzgeber allein die Regelung zu Windenergieanlagen unter Beihilfevorbehalt stellen wollte (vgl. BT-Drs. 20/11180, S. 145). Daher wird nunmehr klarstellend der Verweis auf § 100 Absatz 36 EEG 2023 durch den korrekten Verweis auf § 100 Absatz 35 EEG 2023 ersetzt. Dieser offensichtliche Fehler ist bereits jetzt im Wege der Auslegung dahingehend zu bereinigen, dass die Regelung für Windenergieanlagen bis zur Aufhebung des Beihilfevorbehalts nicht angewandt wird, die Regelung zu Biogasanlagen hingegen bereits anwendbar ist.

Außerdem wird der Verweis auf § 100 Absatz 15 und 16 EEG 2023 gestrichen, weil diese Regelungen bereits beihilferechtlich genehmigt worden sind (Entscheidung der Europäischen Kommission vom 7. Dezember 2023 im Fall SA.108070 (2023/N) – Germany “Prolongation of the crisis measures for biomass and biogas”, Az. C(2023) 8641 final).

Zu Nummer 48 (Anlage 1 Nummer 2)

Mit dem neuen Satz 3 in Anlage 1 Nummer 2 zum EEG 2023 wird geregelt, dass bei der Abgrenzungsoption und der neuen Pauschaloption für die Geltendmachung eines Förder-anspruchs bei flexibler Nutzung eines Stromspeichers gemäß § 19 Absatz 3b und 3c EEG 2023 die maßgebliche Höhe der Marktprämie stets anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes nach Nummer 4 zu bestimmen ist. Dies bedeutet eine Anpassung für Fälle, in denen Anlagen betroffen sind, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen worden sind oder deren Zuschlag vor dem 1. Januar 2023 erteilt worden ist, und für die sich die Höhe der Marktprämie gemäß Satz 1 regulär nach dem energieträgerspezifischen Monatsmarktwert nach Nummer 3 berechnet. Die Anpassung in Anlage 1 Nummer 2 eröffnet damit Bestandsanlagen, bei denen die Höhe der Marktprämie bisher anhand des energieträgerspezifischen „Monatsmarktwertes“ berechnet wird, so überhaupt erst die Nutzung der Abgrenzungs- und der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3b und 3c EEG 2023 zur Flexibilisierung von Stromspeichern für eine aktive Marktteilnahme. Hintergrund ist, dass in der Abgrenzungsoption auf die jahresscharfe Umlagenabrechnung nach § 21 EnFG Bezug genommen werden kann und sich die in der Pauschaloption pauschal förderfähige Strommenge von 300 Kilowattstunden auf ein Kalenderjahr bezieht und nicht auf einzelne Monate aufgeteilt werden soll. Entsprechend können monatsspezifische Werte für die Höhe der Marktprämie nicht sinnvoll ohne weitergehende Umrechnungsvorgaben angewendet werden. Ein Anlagenbetreiber entscheidet sich in der Folge aktiv für eine Umstellung seines Zahlungsanspruchs auf den Jahresmarktwert, wenn er sich für die Inanspruchnahme der Abgrenzungs- und der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3b und 3c EEG 2023 entscheidet.

Zu Artikel 27 (Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung)

Zu Nummer 1 (§ 2)

Zu Buchstabe a bisBuchstabe c

Durch die Änderungen in § 2 Absatz 2 bis 4 EEV werden die Vorgaben an die Vermarktung an die Änderung der börslichen Produkte angeglichen sowie begriffliche Klarstellungen vorgenommen.

Durch die Änderung in § 2 Absatz 2 EEV wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die nominierten Strommarktbetreiber (NEMO) im Jahr 2025 für die Day-Ahead-Auktion Viertelstunden-Produkte einführen werden und

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

daher die Vorgaben zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber entsprechend angepasst werden müssen. Hintergrund für die Umstellung der an den Strombörsen in den Day-Ahead-Auktionen gehandelten Produkte auf Viertelstundenprodukte ist die Vorgabe aus Artikel 8 Absatz 2 der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO 2019/943), wonach die NEMO den Marktteilnehmern die Möglichkeit bieten müssen, Energie an den Day-Ahead-Märkten in zeitlichen Intervallen zu handeln, die mindestens so kurz sind wie das Bilanzkreisabrechnungszeitintervall. Letzteres ist nach Artikel 8 Absatz 4 der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO 2019/943) spätestens ab dem 1. Januar 2025 auf ein 15 Minuten-Intervall umzustellen, sofern keine Ausnahme greift. Diese Vorgabe hat bereits Umsetzung in § 4 Absatz 2 Satz 2 der Stromnetzzugangsverordnung gefunden, der deutschlandweit als Bilanzkreisabrechnungsintervall eine Viertelstunde vorschreibt.

Zudem wird mit der Änderung in § 2 Absatz 3 EEV dem Umstand Rechnung getragen, dass die NEMO neue Intraday-Handelsprodukte im Rahmen der Intraday-Auktionen eingeführt haben, die einen Handel sowohl für den laufenden Tag als auch für den Folgetag ermöglichen. Dementsprechend werden die Vorgaben zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber (§ 2 EEV) angepasst.

Der bisherige § 2 Absatz 3 EEV a. F. sollte den Übertragungsnetzbetreibern ermöglichen, nicht nur an der Intraday-Auktion teilzunehmen, sondern auch die an der Energy Exchange Austria (EXAA) seit 2014 verfügbaren Viertelstunden-Produkte für die Day-Ahead-Auktion zu nutzen. Der letztgenannte Fall fällt künftig unter den angepassten § 2 Absatz 2 EEV, der den Handel mit den Viertelstundenprodukten in der Day-Ahead-Auktion ermöglicht.

Im neu eingefügten § 2 Absatz 4 Satz 2 EEV wird künftig die bei den Übertragungsnetzbetreibern ausgeübte Vermarktungspraxis im kontinuierlichen Intraday-Handel ausdrücklich geregelt, wonach diese ihre Gebote preislimitiert einstellen können.

Die übrigen Änderungen in § 2 Absatz 2 bis 4 EEV betreffen begriffliche Klarstellungen, wonach künftig klarer zwischen Day-Ahead-Markt (Absatz 2), den Intraday-Auktionen im Intraday-Markt (Absatz 3) und dem kontinuierlichen Handel im Intraday-Markt (Absatz 4) unterschieden wird und bei der Vermarktung im Day-Ahead-Markt nach § 2 Absatz 2 EEV abweichende Vorgaben in § 5 zu berücksichtigen sind.

Zu Nummer 2 (§ 3)

Durch die Änderungen in § 3 Nummer 1, Nummer 3 bis Nummer 5 EEV werden die Vorgaben an die Vermarktung an die Änderung der börslichen Produkte angeglichen, begriffliche Klarstellungen vorgenommen sowie ein fehlerhafter Verweis korrigiert.

Durch die Änderung in § 3 Nummer 1 und Nummer 3 EEV wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die nominierten Strommarktbetreiber (NEMO) im Jahr 2025 für die Day-Ahead-Auktion Viertelstunden-Produkte einführen werden und neue Intraday-Handelsprodukte im Rahmen der Intraday-Auktionen eingeführt haben, die einen Handel sowohl für den laufenden Tag als auch für den Folgetag ermöglichen. Dementsprechend werden die Vorgaben zur Transparenz der Vermarktungstätigkeiten der Übertragungsnetzbetreiber (§ 3 EEV) angepasst.

Die übrigen Änderungen in § 3 Nummer 1 und Nummer 3 bis Nummer 5 EEV betreffen begriffliche Klarstellungen, wonach bei den dort genannten Veröffentlichungszeitpunkten künftig auf den Liefertag (D) Bezug genommen wird.

Zudem wird in § 3 Nummer 7 EEV ein fehlerhafter Verweis korrigiert.

Zu Nummer 3 (§ 4a)

Der neue § 4a EEV verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber künftig, im Rahmen ihrer Prognose der Einspeisung des Stroms, welche der Vermarktung am Day-Ahead-Markt einer Strombörse nach § 2 Absatz 2 EEV zugrunde liegt, zusätzlich diejenigen Strommengen zu ermitteln, die in jeder Viertelstunde voraussichtlich durch fernsteuerbare Anlagen erzeugt werden. Welche Anlagen als fernsteuerbare Anlagen gelten, wird in den Absätzen 2 und 3 näher bestimmt.

Da diese prognostizierten Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen am Day-Ahead-Markt einer Strombörse von den Übertragungsnetzbetreibern künftig stets preislimitiert vermarktet werden müssen (§ 5 Absatz 1 EEV n.F.), braucht der Übertragungsnetzbetreiber Kenntnis, welche Strommengen aus seiner Prognose voraussichtlich durch fernsteuerbare Anlagen erzeugt werden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Der Begriff der fernsteuerbaren Anlagen im Sinn des § 4a Absatz 1 EEV wird in § 4a Absatz 2 Satz 1 EEV näher bestimmt. Hierunter fallen Anlagen nach § 3 Nummer 1 EEG 2023, die erstens Strommengen erzeugen, die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung (§ 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023) zugeordnet sind, die zweitens viertelstundenscharf sichtbar sind und bei denen drittens die Einspeiseleistung durch den Übertragungsnetzbetreiber mittelbar über den Verteilernetzbetreiber über die Kaskade reduziert werden kann. Die Begriffsdefinition gilt nur im Rahmen der Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber, um diejenigen einspeisevergüteten Anlagen zu bestimmen, deren erzeugte Strommengen für den Folgetag am Day-Ahead-Markt preislimitiert vermarktet werden. Durch § 4a Absatz 2 Satz 2 EEV soll eine tatsächliche viertelstundenscharfe Sichtbarkeit und Regelbarkeit der einspeisevergüteten Anlage nach § 4a Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 EEV durch vorherige Abrufe, die auch testweise erfolgen können, sichergestellt werden.

Nach dem § 4a Absatz 3 EEV kann der Übertragungsnetzbetreiber erklären, dass auch solche Anlagen als fernsteuerbare Anlagen gelten, deren Einspeiseleistung ferngesteuert werden kann, bei denen die Anforderungen des § 4a Absatz 2 Nummer 2 EEV aber nicht oder nur teilweise erfüllt sind. Dies umfasst insbesondere Anlagen in der Einspeisevergütung, die mittels Funkrundsteuertechnik geregelt werden können, ohne dass die Ist-Einspeisung in viertelstündlicher Auflösung abrufbar ist. Zudem sind aber auch Konzepte umfasst, bei denen das Energiemanagementsystem einer Anlage die Einspeiseleistung verlässlich abhängig von einem externen Signal ändert. Indem die Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur abgegeben wird, wird zugleich auch die Bundesnetzagentur als Aufsichtsbehörde in Kenntnis gesetzt.

Macht ein Übertragungsnetzbetreiber von der Erklärung nach § 4a Absatz 3 Satz 1 EEV keinen Gebrauch, muss dieser gegenüber der Bundesnetzagentur erstmals zum 1. Januar 2026 und dann jährlich einen Bericht vorlegen, in dem die Hemmnisse ermittelt werden, die der Einbeziehung weiterer Anlagen, insbesondere solcher, die mittels Funkrundsteuer-technik geregelt werden können oder mit einem Energiemanagementsystem zur Änderung der Einspeiseleistung ausgestattet sind, entgegenstehen. In dem Bericht sind zudem konkrete Handlungsoptionen für die Beseitigung der Hemmnisse abzuleiten sowie Maßnahmen zur Umsetzung dieser Handlungsoptionen einschließlich Zeitplänen zur Umsetzung vorzulegen. Die Berichtspflicht dient damit der Entwicklung von Lösungsansätzen, um mehr Anlagen, die von den Übertragungsnetzbetreibern vermarktet werden, in das Regelungsregime für fernsteuerbare Anlagen zu überführen

Zu Nummer 4 (§ 5)

Zu Buchstabe a

Durch den neu eingefügten § 5 Absatz 1 (neu) EEV sind die Übertragungsnetzbetreiber zukünftig verpflichtet, die für den Folgetag prognostizierten Strommengen aus fernsteuer-baren Anlagen stets preislimitiert zu vermarkten. Die Preislimitierung ist für prognostizierte Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen verpflichtend, da wegen der Fernsteuerbarkeit solcher Anlagen eine Vermarktung bis zur technischen Gebotsgrenze aus Gründen der Kosteneffizienz nicht geboten ist. Eine verpflichtende Preislimitierung bei der Vermarktung solcher Mengen dient zudem dazu, Marktverzerrungen durch einspeisevergütete Strommengen möglichst effektiv abzuschwächen. Mit der mit diesem Gesetz ebenfalls vorgesehenen Ausweitung der Fernsteuerbarkeit von Anlagen wird diese Strommenge zukünftig steigen.

Im Day-Ahead-Markt unverkaufte Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen können vom Übertragungsnetzbetreiber abgeregelt werden (siehe hierzu § 5 Absatz 3 (neu) EEV n. F.).

Hinsichtlich der für den Folgetag prognostizierten Strommengen aus nicht fernsteuerbaren Anlagen gelten weiterhin die Vorgaben aus § 2 EEV. Diese Strommenge wird weiterhin in zeitlich nachgelagerten Marktsegmenten bis zum kontinuierlichen Intraday-Handel vermarktet.

Zu Buchstabe b

Die Änderung in § 5 Absatz 2 EEV ist eine Folgeänderung, wonach das Verfahren zur zufallsgesteuerten Preissetzung künftig für Fälle gilt, in denen der Übertragungsnetzbetreiber zur Preislimitierung verpflichtet ist (Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen nach § 5 Absatz 1 EEV n.F.). Zudem sind Folgeänderungen enthalten, die aus der Einführung von Viertelstundenprodukten im Day-Ahead-Markt resultieren.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe c und Buchstabe d

Durch den § 5 Absatz 3 (neu) EEV n. F. werden die Vorgaben über die freiwilligen Vereinbarungen im bisherigen § 5 Absatz 4 EEV a. F. durch ein neues Regelungsregime ersetzt, wonach der Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet ist, die Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen in Höhe der am Day-Ahead-Markt unvermarktet gebliebenen Strommengen zu reduzieren (Satz 1).

Es gelten die Bestimmungen des § 13a EnWG entsprechend (§ 5 Absatz 3 Satz 2 (neu) EEV), so dass hier insbesondere die Vorgaben über den finanziellen Ausgleich im Fall der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung Anwendung finden. Danach werden dem Anlagenbetreiber insbesondere die dadurch entgangenen Einnahmen finanziell ausgeglichen. Zu den entgangenen Einnahmen zählt insbesondere der entgangene Anspruch des Anlagenbetreibers auf Zahlung einer Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023. Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG ist dem Anlagenbetreiber jedoch nicht entgangen, wenn sich der anzulegende Wert nach § 51 Absatz 1 EEG in der für die Anlage geltenden Fassung für die Viertelstunde des Folgetages, in der die Wirkleistungseinspeisung der fernsteuerbaren Anlage nach § 5 Absatz 3 EEV reduziert wird, auf null reduziert.

Ferner wird mit dem Verweis auf § 13a EnWG sichergestellt, dass bei der Auswahl der Anlagen, bei denen die Wirkleistungseinspeisung reduziert wird, systemdienlich vorgegangen wird. Zudem wird auf § 14 Absatz 1c EnWG verwiesen, wonach dem Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit gegeben wird, die Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen im Zuge der Kaskade durch Aufforderungen gegenüber dem ihm unmittelbar oder mittelbar nach-gelagerten Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes zu reduzieren. Da die betreffenden Strommengen noch nicht eingespeist wurden, ist jedoch weder ein bilanzieller Ausgleich (§ 13 Absatz 1a EnWG) noch ein bilanzieller Ersatz (§ 14 Absatz 1c EnWG) erforderlich. Um den Eigenverbrauch der Anlage nicht zu beeinträchtigen, soll die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung, soweit technisch möglich, auf Strommengen begrenzt werden, die ursprünglich für die Einspeisung in das Stromnetz für den Folgetag vorgesehen sind, aber wegen der erfolglosen Vermarktung am Day-Ahead-Markt stattdessen abgeregelt werden. Lässt die Abregelung des Eigenverbrauchs sich technisch nicht vermeiden, ist diese ebenso zu entschädigen.

Die bisherigen Regelungen sahen insbesondere Reduzierungen der Einspeisung anhand von freiwilligen Vereinbarungen vor, wenn im Zuge des Intraday-Handels nicht erfolgreich veräußert werden kann. In diesen Fällen müssten die Übertragungsnetzbetreiber ohnehin in ihrer Rolle als Systemverantwortliche Gegenmaßnahmen ergreifen, hier insbesondere die Instrumente der Regelenergie und die Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG (auch in Verbindung mit § 13a EnWG) und § 13 Absatz 2 EnWG. Vor diesem Hintergrund fehlt es an einem tauglichen Anwendungsfall für die freiwilligen Vereinbarungen nach § 5 Absatz 4 EEV a. F., so dass dieser künftig aufgehoben und durch das neue Regelungsregime in § 5 Absatz 3 EEV n. F. abgelöst wird.

Differenzen zwischen der nach aktualisierten Prognosen vorhergesagten viertelstündlichen Einspeisung und den erfolgreich am Day-Ahead-Markt vermarkteten Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen können weiterhin nach Maßgabe des § 2 Absatz 3 und Absatz 4 EEV im Intraday-Markt nachvermarktet und ausgeglichen werden.

Zu Buchstabe e

Die Änderung in § 5 Absatz 4 (neu) EEV ist eine Folgeänderung aus der Ablösung der Regelungen über die freiwilligen Vereinbarungen nach § 5 Absatz 4 EEV a. F. durch das neue Regelungsregime über die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus fernsteuerbaren Anlagen in § 5 Absatz 3 (neu) EEV.

Kosten im Zusammenhang mit der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus fernsteuerbaren Anlagen nach § 5 Absatz 3 EEV, hier insbesondere ein finanzieller Ausgleich, sind damit Teil des EEG-Finanzierungsbedarfs nach Anlage 1 Nummer 5.2 des EnFG und werden damit über die Mittel des Bundes und nicht über die Netzentgelte finanziert. Im Ergebnis werden sich die EEG-Kosten dennoch reduzieren, da die Kosten der Vermarktung zu negativen Preisen eingespart werden.

Zu Artikel 28 (Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung)

Zu Nummer 1

Durch den neuen § 5 InnAusV wird sichergestellt, dass Gebote, bei denen bereits anhand der Gebotsunterlagen erkennbar ist, dass die geplanten Anlagenkombinationen die Voraussetzungen gemäß § 13 Absatz 2 InnAusV nicht erfüllen werden, schon nicht zum Zuschlagsverfahren zugelassen werden. Hierdurch erhalten die

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Anlagenbetreiber frühzeitig Kenntnis, sofern die von Ihnen geplante Anlagenkombination die Anforderungen nicht er-füllen wird. Es werden Situationen vermieden, in denen Unternehmen zwar einen Zuschlag für ihre geplanten Anlagenkombinationen erhalten, für den Erhalt einer Förderung jedoch weitere, nicht geförderte Speicherleistung hinzubauen müssen. Als weiterer Effekt wird ein fairer Wettbewerb zwischen den Bietern sichergestellt.

Zu Nummer 2

Die Änderungen in § 9 InnAusV sind Folgeanpassungen zur Umstellung der Begriffsbestimmung zum Spotmarktpreis nach § 3 Nummer 42a EEG 2023 von Stunden- auf Viertelstundenkontrakte.

Zu Nummer 3

Zu Buchstabe a

Durch die Änderung in § 13 Absatz 2 InnAusV wird klargestellt, dass Speicher als Teil einer Anlagenkombination, sowohl mindestens 25 Prozent der installierten Gesamtleistung der Anlagenkombination aufweisen müssen als auch eine Energiespeicherkapazität, die mindestens eine Einspeicherung von zwei Stunden der Arbeit der Nennleistung der Energiespeichertechnologie ermöglicht. Dies war bereits durch die Neufassung des § 13 Abs. 2 InnAusV mit der Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften beabsichtigt (siehe BT-Drs. 19/29793, S. 36).

Zu Buchstabe b

Bei der Streichung in § 13 Absatz 6 InnAusV handelt es sich um eine Folgeänderung zu der Änderung in § 6 Absatz 2 und 3 EEG 2023. Entsprechend der Änderung in § 6 EEG 2023 soll auch im Rahmen der InnAusV für die finanzielle Beteiligung der Kommunen die erzeugte Strommenge in Bezug genommen werden. Indem die Rechtsänderung schon in der Verweisnorm als solcher deutlich wird, steigert dies, wie es die Anpassung insgesamt intendiert, die Akzeptanz für den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Wie bei § 6 EEG 2023 bleibt es den Anlagenbetreibern weiterhin unbenommen, sich im Rahmen der konkreten Vereinbarungen über die finanzielle Beteiligung auf eine Beteiligung im Hinblick auf eine geringere Strombezugsmenge zu einigen.

Zu Nummer 4

Die Änderungen in § 19 InnAusV sind Folgeanpassungen zur Umstellung der Begriffsbestimmung zum Spotmarktpreis nach § 3 Nummer 42a EEG 2023 von Stunden- auf Viertelstundenkontrakte.

Zu Artikel 29 (Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Artikel 30 (Änderung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes)

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeanpassung zur Anpassung in § 34.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeanpassung zur Anpassung in § 60.

Zu Buchstabe c

In der Inhaltsübersicht wird die Angabe zum neuen § 67 eingefügt.

Zu Nummer 2 (§12)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeanpassung zur Streichung von Absatz 1 Satz 1 Nummer 8.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeanpassung zur Streichung von Absatz 1 Satz 1 Nummer 8.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeanpassung der in diesem Gesetz erfolgenden Schaffung des neuen § 13l EnWG und der Aufhebung des § 26 Absatz 4 KVBG. Damit fällt auch der Bedarf nach der Bestimmung § 12 Absatz 1 Satz 2 Nummer 8 weg, auf den § 26 Absatz 4 Satz 1 KVBG verweist. Zudem finden keine weiteren Ausschreibungen zur Kohlereduzierung nach dem KVBG mehr statt, sodass die Bestimmung keinen Anwendungsbereich mehr hat.

Zu Nummer 3 (§ 14)

Es handelt sich um eine Folgeanpassung zur Streichung von § 26 Absatz 4 und § 12 Absatz 1 Satz 1 Nummer 8.

Zu Nummer 4 (§ 26)

Es handelt sich um eine Folgeanpassung der in Artikel 1 dieses Gesetzes erfolgenden Schaffung des neuen § 13l EnWG. Aufgrund dessen fällt der Bedarf nach der Bestimmung des § 26 Absatz 4 KVBG weg. Zudem finden keine weiteren Ausschreibungen zur Kohlereduzierung nach dem KVBG mehr statt, sodass die Bestimmung keinen Anwendungsbereich mehr hat.

Zu Nummer 5 (§ 34)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung zu den inhaltlichen Änderungen des § 34.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Aufhebung des § 60.

Zu Buchstabe c

In der begleitenden Netzanalyse sollte die Bundesnetzagentur (BNetzA) alle zwei Jahre die Auswirkung der Stilllegung von Steinkohle- und Braunkohleanlagen auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgungssystems untersuchen. Die Analyse sollte insbesondere die Prüfung ermöglichen, ob der Marktverbleib einzelner Steinkohleanlagen für die Bewirtschaftung von Netzengpässen, für die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung und zur Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus erforderlich sei. Auf Grundlage dieser Analyse sollte die BNetzA gegenüber dem BMWK eine Empfehlung abgeben, ob die Anordnung der gesetzlichen Reduzierung für einzelne Steinkohleanlagen ausgesetzt werden und die jeweilige Steinkohleanlage am Markt verbleiben sollte.

Die Bundesnetzagentur hat in 2022 und 2024 die begleitende Netzanalyse erstellt und kommt darin zum Ergebnis, dass ein Marktverbleib einzelner Steinkohleanlagen aus Gründen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht erforderlich sei. Es sei nicht notwendig, zu empfehlen, die Anordnung der gesetzlichen Reduzierung auszusetzen. Ferner erwarte die Bundesnetzagentur nicht, dass sich diese Einschätzung aufgrund gegebener Alternativen zum Marktbetrieb von Steinkohlekraftwerken auch bei zukünftigen Analysen dieser Art ändern wird. Die Auswertung der Erfahrungen bei der Erstellung sowie die Ergebnisse der beiden Analysen sind in die Bewertung der Notwendigkeit der weiteren Durchführung der begleitenden Netzanalysen eingegangen.

Die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems wird fortlaufend im Monitoring der Versorgungssicherheit der BNetzA nach § 51 EnWG sowie in den jährlichen Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber nach § 3 Absatz 2 Netzreserveverordnung eingehend geprüft. Es hat sich gezeigt, dass die Erstellung der begleitenden Netzanalyse einen erheblichen Mehraufwand für die Bundesnetzagentur bedeutet, aber zur Beurteilung der Notwendigkeit eines Marktverbleibs keinen Mehrwert darstellt und auch über die bereits durchgeführten Analysen hinaus keine weiteren Erkenntnisse notwendig sind. Die Streichung der Pflicht zur Erstellung der begleitenden Netzanalyse trägt damit zum Bürokratieabbau bei.

Zudem hat sich gezeigt, dass die Aussetzung der Anordnung der gesetzlichen Reduzierung und der Marktverbleib von stillzulegenden Kohlekraftwerken weder erforderlich noch zielführend ist, um die intendierten Einsatzzwecke (Bewirtschaftung von Netzengpässen, Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Sicherstellung eines möglichen

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Versorgungswiederaufbau) zu erfüllen. Auch bei einem Marktverbleib wäre nicht gewährleistet, dass die betroffenen Anlagen im Bedarfsfall in Betrieb sind und so den möglicherweise erforderlichen Beitrag für die Systemsicherheit leisten können. Die Anlagen könnten in gleicher Weise zur Systemsicherheit beitragen, wenn sie nach § 13b EnWG als systemrelevant ausgewiesen werden und in die Netzreserve überführt werden oder nach dem neuen § 13l neu EnWG zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie von Trägheit der lokalen Netzstabilität umgerüstet werden. Der Netzreservebetrieb oder Phasenschieberbetrieb ist gegenüber dem Marktbetrieb mit erheblich geringeren Betriebszeiten und CO2-Emissionen verbunden und daher vorzugswürdig. Die Prüfung der Systemrelevanz und die Möglichkeit des Weiterbetriebs einer Anlage in der Netzreserve sieht das Gesetz in § 37 KVBG ohnehin für Anlagen vor, die der gesetzlichen Reduzierung unterfallen.

Im Übrigen würde die Aussetzung der Anordnung nicht gewährleisten, dass die betroffene Anlage tatsächlich im Markt verbleibt. Es würde der wirtschaftlichen Entscheidung des Betreibers obliegen, die Anlage jederzeit zur endgültigen Stilllegung anzumelden.

Darüber hinaus stellt die Möglichkeit zur Aussetzung der Anordnung der gesetzlichen Reduzierung ein Investitionshindernis für benötigte neue (Gas)Kraftwerke dar: Die Aussetzung der Anordnung führt zu Planungsunsicherheit, weil nicht klar ist, wann die entsprechenden Kohlekapazitäten den Strommarkt verlassen werden.

Die Regelungen zur Aussetzung der Anordnung erfüllen keinen sinnvollen Zweck oder können sogar hinderlich für die Transformation des Stromsystems sein und sollten daher gestrichen werden.

Zu Nummer 6 (§ 35)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um Folgeänderungen zu den Änderungen im Rahmen von § 34.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Nummer 7 (§ 51)

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Nummer 8 (§ 52)

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Nummer 9 (§ 60)

Es handelt sich um eine Folgeänderung.

Zu Nummer 10 (§ 67 – neu)

Im Interesse der Rechtssicherheit wird mit § 67 eine Übergangsbestimmung für Anlagen geschaffen, für die ein Umrüstungsverlangen nach § 26 Absatz 4 KVBG vor dem Inkrafttreten der in diesem Gesetz vorgenommenen Streichung der genannten Bestimmungen erhoben wurde. Für diese Anlagen soll jeweils noch die alte Rechtslage gelten. Maßgeblich ist jeweils der Zeitpunkt des Zugangs des Umrüstungsverlangens nach § 26 Absatz 4 KVBG beim Kraftwerksbetreiber.

Zu Artikel 31 (Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes)

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Die Änderung der Inhaltsübersicht ist eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 2 (§ 2)

Der neue § 2 Nummer 13a EnFG dient der Klarstellung des im allgemeinen Sprachgebrauch bereits etablierten Begriffs „Saldo des EEG-Kontos“. Grundsätzlich ist zur Ermittlung des Saldos des EEG-Kontos im Sinne des EnFG der Saldo aus den Konten der Übertragungsnetzbetreiber für die Aufgaben nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gemäß § 47 Ab-satz 1 Satz 1 EnFG zu bilden. Einnahmen und Ausgaben für ausgeförderte Anlagen bleiben unberücksichtigt, da für diese mangels Förderung auch eine Erstattung der Kosten der Übertragungsnetzbetreiber durch den Bund nicht in Betracht kommt. Weiterhin wird klar-gestellt, dass Veränderungen der

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Kontostände durch die Einzahlung der Darlehensvaluta durch einen Kreditgeber oder die Rückzahlung der Darlehensvaluta an den Kreditgeber im Fall einer Kreditaufnahme der Übertragungsnetzbetreiber zum Zwecke der Zwischenfinanzierung ihrer Ausgaben den Saldo des EEG-Kontos im Sinne des EnFG nicht beeinflussen. Der Saldo wird also im Falle einer Kreditaufnahme der Übertragungsnetzbetreiber negativ, auch wenn deren Verbindlichkeiten mithilfe der Darlehenssumme weiter bedient werden. Entsprechendes gilt auch für sonstige der Zwischenfinanzierung dienende Mittel.

Die durch eine Kreditaufnahme anfallenden Kosten stellen im Rahmen der in der Anlage 1 EnFG enthaltenen Regelungen unverändert saldo-relevante Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber dar.

Im Übrigen handelt es sich um Folgeänderungen zur Neunummerierung des § 3 EnWG.

Zu Nummer 3 (§ 4)

Die Ergänzung in § 4 Nummer 1 EnFG sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich zum Finanzierungsbedarf dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz die voraussichtliche Höhe eines Anspruchs nach § 6 Absatz 1 Satz 1 oder Satz 2 für das laufende Kalenderjahr (fällig im kommenden Jahr) mitteilen müssen. Dies folgt aus der Neufassung der Nummer 1.1 der Anlage 1 (unter anderem Streichung der Nummer 1.1.2). Die offizielle Mitteilung über die voraussichtliche Höhe des Jahresausgleichsanspruchs nach § 6 Absatz 1 EnFG ist als ergänzende Information für die Planung des nächsten Kalenderjahres weiterhin sinnvoll.

Zu Nummer 4 (§ 5)

Durch die Ergänzung in § 5 Satz 1 EnFG wird klargestellt, dass die Übertragungsnetzbetreiber auch die Beweislast für die Notwendigkeit oder die Höhe einzelner Positionen bei der Ermittlung eines voraussichtlichen oder tatsächlichen Anspruchs nach § 6 Absatz 1 Satz 1 oder Satz 2 tragen.

Zu Nummer 5 (§ 6)

Zu Buchstabe a

Die Änderungen in § 6 Absatz 1 Satz 1 und 2 EnFG sehen vor, dass der wechselseitige Ausgleichsanspruch der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesrepublik Deutschland nicht mehr kalenderjahresscharf auf die tatsächlichen Einnahmen und Ausgaben des vorangegangenen Kalenderjahres beschränkt ist. Der Ausgleichsanspruch richtet sich nun-mehr nach dem Saldo des EEG-Kontos der Übertragungsnetzbetreiber am Ende jedes Kalenderjahres, unabhängig davon, ob die den Saldo beeinflussenden tatsächlichen Ein-nahmen oder Ausgaben aus dem vorangegangenen Kalenderjahr oder aus einem früherem Zeitraum stammen. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass sämtliche den Saldo beeinflussende Einnahmen und Ausgaben bei der Bestimmung des Ausgleichsanspruchs Berücksichtigung finden. Die Umstellung des Jahresausgleichsanspruchs auf den Saldo des EEG-Kontos verbessert die Angemessenheit, Zielgenauigkeit und Nachvollziehbarkeit des Einsatzes von Haushaltsmitteln zur Finanzierung der erneuerbaren Energien aufgrund des EnFG. Decken die Zahlungen der Bundesrepublik Deutschland an die Übertragungsnetzbetreiber zur Deckung des EEG-Finanzierungsbedarfs insgesamt nicht die Differenz aus Einnahmen und Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber für die EEG-Finanzierung, ist der Saldo des EEG-Kontos am Ende des Jahres negativ. In der Folge besteht ein Ausgleichsanspruch der Übertragungsnetzbetreiber gegen die Bunddesrepublik Deutschland aus § 6 Absatz 1 Satz 1 EnFG. Übersteigen hingegen die Zahlungen der Bundesrepublik Deutschland zur Deckung des EEG-Finanzierungsbedarfs insgesamt die Differenz aus Einnahmen und Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber für die EEG-Finanzierung, ist der Saldo des EEG-Kontos am Ende des Jahres positiv. In der Folge besteht ein Ausgleichsanspruch der Bundesrepublik Deutschland gegen die Übertragungsnetzbetreiber aus § 6 Absatz 1 Satz 2 EnFG.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa und Doppelbuchstabe bb

Mit der Änderung in § 6 Absatz 3 Satz 2 wird klargestellt, dass eine Leistung der Bundesrepublik Deutschland auf den Anspruch nach Absatz 1 Satz 1 der Übertragungsnetzbetreiber erst bewirkt werden kann, nachdem die BNetzA die Höhe der Kontoabrechnung auf Plausibilität geprüft und das Ergebnis dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und den Übertragungsnetzbetreibern mitgeteilt hat.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Doppelbuchstabe cc

Durch die Änderung in § 6 Absatz 3 Satz 4 EnFG wird ein Gleichlauf zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesrepublik Deutschland im Hinblick auf Fälligkeit des Ausgleichsanspruchs nach § 6 Absatz 1 Satz 1 oder Satz 2 EnFG erreicht. Nach § 6 Ab-satz 3 Satz 1 EnFG wird der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber gegen die Bundes-republik Deutschland nach § 6 Absatz 1 Satz 1 EnFG spätestens drei Monate nach Zu-gang der Kontoabrechnung nach § 6 Absatz 2 Satz 1 EnFG fällig. Eine entsprechende Regelung in Bezug auf den Anspruch der Bundesrepublik Deutschland gegen die Übertragungsnetzbetreiber nach § 6 Absatz 1 Satz 2 EnFG wird nun ergänzt.

Zu Doppelbuchstabe dd

Durch den neuen § 6 Absatz 3 Satz 5 EnFG wird klargestellt, dass auch die Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch der Bundesrepublik Deutschland aus § 6 Absatz 1 Satz 2 EnFG vor Fälligkeit erfüllen können, nachdem BNetzA die Kontoabrechnung auf Plausibilität geprüft und das Ergebnis dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und den Übertragungsnetzbetreibern mitgeteilt hat. Eine entsprechende Regelung betreffend die Erfüllbarkeit einer Forderung der Übertragungsnetzbetreiber gegen die Bundesrepublik Deutschland aus § 6 Ab-satz 1 Satz 1 EnFG befindet sich bereits in § 6 Absatz 3 Satz 2 EnFG.

Zu Buchstabe c

Der neue § 6 Absatz 4 Satz 1 EnFG ermöglicht der Bundesrepublik Deutschland die vor-fällige Aufrechnung mit ihrer Forderung gegen die Übertragungsnetzbetreiber aus § 6 Ab-satz 1 Satz 2 EnFG gegen Forderungen der Übertragungsnetzbetreiber auf Leistung von Abschlagszahlungen aus § 7 Absatz 1 EnFG im laufenden Kalenderjahr. Die Gegenseitigkeit der Forderungen ist gegeben, da die Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich Gesamtschuldner bzw. Gesamtgläubiger der Forderung aus § 6 Absatz 1 und § 7 Absatz 1 sind. Der Gesamtschuldner- bzw. Gesamtgläubigerstellung steht nicht entgegen, dass die Bundesrepublik Deutschland regelmäßig bei Zahlungsvorgängen nach einem im öffentlich-rechtlichen Vertrag nach § 9 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 EnFG näher bestimmten Aufteilungsschlüssel unmittelbar an die verschiedenen Übertragungsnetzbetreiber und nur in Ausnahmefällen nur an einen Übertragungsnetzbetreiber leistet. Die vorfällige Aufrechnung wird ermöglicht, sobald und soweit die Höhe der Forderung nach Prüfung durch die Bundesnetzagentur nach § 6 Absatz 2 Satz 2 unstreitig feststeht. Die vorfällige Aufrechnung ermöglicht es dem Bund, unter Berücksichtigung der Haushaltslage mit hinreichen-dem Vorlauf eine Entscheidung darüber zu treffen und Klarheit darüber zu schaffen, ob der Anspruch gegen die Übertragungsnetzbetreiber aus § 6 Absatz 1 Satz 2 in dem jeweiligen Jahr durch Zahlung oder im Wege der Aufrechnung erfüllt werden soll. Aufgerechnet werden kann gegen eine oder mehrere Forderungen der Übertragungsnetzbetreiber auf Leistung von Abschlagszahlungen aus § 7 Absatz 1 EnFG im laufenden Kalenderjahr. Auf diese Weise soll ermöglicht werden, dass ausreichend Aufrechnungsmasse zur Verfügung steht, um die Forderung der Bundesrepublik Deutschland gegen die Übertragungsnetzbetreiber aus § 6 Absatz 1 Satz 2 durch Aufrechnung zum Erlöschen zu bringen. Auch wenn der Bund von seiner Aufrechnungsmöglichkeit Gebrauch macht, soll die im öffentlich-rechtlichen Vertrag nach § 9 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 näher bestimmte mindestens erforderliche Liquidität auf dem EEG-Konto der Übertragungsnetzbetreiber (untere Grenze des sogenannten „Korridors“) gewahrt bleiben. Im öffentlich-rechtlichen Vertrag kann ein Regelverfahren zu den Zahlungsabläufen beschrieben werden.

Der neue § 6 Absatz 4 Satz 2 EnFG stellt klar, dass eine Aufrechnung durch die Übertragungsnetzbetreiber sowie die Aufrechnung weiterer gegenseitiger Forderungen der Bundesrepublik Deutschland und der Übertragungsnetzbetreiber nur aufgrund einer nach In-krafttreten der neuen gesetzlichen Regelung geschlossenen Vereinbarung in einem öffentlich-rechtlichen Vertrag nach § 9 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 möglich ist. Sofern keine weiteren Aufrechnungsregelungen vereinbart werden, erfüllen die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesrepublik Deutschland ihre wechselseitigen Ansprüche durch Zahlung. Diese Einschränkung der allgemeinen Aufrechnungsregelungen dient der Sicherung der Kontrolle des Bundes über den konkreten Einsatz der zur Finanzierung der EEG-Förderung dienenden Haushaltsmittel.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 6 (§ 7)

Zu Buchstabe a

Der neue § 7 Absatz 1 Satz 3 EnFG stellt klar, dass sich die Richtung der Abschlagszahlungen zwischen der Bundesrepublik Deutschland und den Übertragungsnetzbetreibern, etwa im Falle nicht vorhergesehener Mehreinnahmen der Übertragungsnetzbetreiber im Jahresverlauf, unterjährig ändern kann.

Zu Buchstabe b

Gemäß § 7 Absatz 2 Satz 2 EnFG sind die Abschlagszahlungen jeweils zum 10. eines Kalendermonats zu leisten, sofern der öffentlich-rechtlichen Vertrag nach § 9 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 keine abweichende Regelung vorsieht.

Der neue § 7 Absatz 2 Satz 3 EnFG legt fest, dass die Übertragungsnetzbetreiber dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz bis zum 15. November eines Kalender-jahres einen Vorschlag für die kalendermonatliche Gewichtung der monatlichen Abschlagszahlungen übermitteln.

Laut dem neuen § 7 Absatz 2 Satz 4 EnFG muss die Bundesrepublik Deutschland dem Vorschlag ausdrücklich in Textform zustimmen. Dieses Zustimmungserfordernis ist angemessen, da die monatliche Verteilung der Abschlagszahlungen Relevanz für die Verwendung erheblicher Haushaltsmittel im Jahresverlauf hat.

In dem neuen § 7 Absatz 2 Satz 5 ist vorgesehen, dass die Zustimmung der Bundesrepublik Deutschland zur kalendermonatlichen Gewichtung der monatlichen Abschlagszahlungen bis zum 30. November eines Kalenderjahres erteilt werden soll, sofern keine wesentlichen Gründe entgegenstehen. Die Vorschrift dient der Festlegung eines Regelverfahrens zur Verbesserung der Planungssicherheit der Übertragungsnetzbetreiber.

Der neue § 7 Absatz 2 Satz 6 stellt klar, dass die Abschlagszahlungen bereits erfüllbar sind, sobald und soweit das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz seine Zustimmung zu der kalendermonatlichen Gewichtung der Abschlagszahlungen erteilt hat.

Zu Buchstabe c

Der neue § 7 Absatz 3 Satz 1 EnFG stellt klar, dass unterjährige Anpassungen der kalendermonatlichen Gewichtung und der Gesamthöhe der Abschlagszahlungen von der Bundesrepublik Deutschland selbst vorgenommen werden können. Die Bundesrepublik Deutschland muss die Anpassung nicht „verlangen“. Weiterhin wird die Hürde für Anpassungen zugunsten der Bundesrepublik Deutschland gesenkt. Es wird nicht mehr vorausgesetzt, dass die Anpassung erforderlich ist, weil der Saldo des EEG-Kontos über einen längeren Zeitraum oder in nicht unerheblicher Höhe oberhalb der erforderlichen Liquidität liegt. Vielmehr genügt für eine Anpassung unter Berücksichtigung der Entwicklung des Saldos des EEG-Kontos jeder wesentliche Grund. Anpassungen können also dazu führen, dass die Gesamtsumme der Abschlagszahlungen den ursprünglich von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten Finanzierungbedarf über- oder unterschreitet. Ein wesentlicher Grund für die Absenkung der Gesamtsumme der Abschlagszahlungen ist insbesondere die Sicherstellung des effizienten Einsatzes von Bundesmitteln.

Im Falle einer Anpassung (Erhöhung oder Absenkung) der Zahlungen soll die im öffentlich-rechtlichen Vertrag nach § 9 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 näher bestimmte mindestens erforderliche Liquidität auf dem EEG-Konto der Übertragungsnetzbetreiber (untere Grenze des sogenannten „Korridors“) gewahrt bleiben und auf die berechtigten Interessen der Übertragungsnetzbetreiber Rücksicht genommen werden.

Laut dem neuen § 7 Absatz 3 Satz 2 EnFG (vorher Satz 1) können die Übertragungsnetz-betreiber eine Anpassung der kalendermonatlichen Gewichtung und der Gesamthöhe der Abschlagszahlungen verlangen, wenn die Entwicklung des Saldos des EEG-Kontos dies erforderlich macht. Dies ist laut dem neuen § 7 Absatz 3 Satz 3 EnFG (vorher Satz 2) ins-besondere der Fall, wenn der Saldo des EEG-Kontos über einen längeren Zeitraum oder in nicht unerheblicher Höhe unterhalb der erforderlichen Liquidität liegt.

Im öffentlich-rechtlichen Vertrag kann ein Regelverfahren zu den Zahlungsabläufen beschrieben werden.

Zu Buchstabe d

Bei der sprachlichen Anpassung in § 7 Absatz 4 EnFG handelt es sich um eine Folgeänderung der Begriffsdefinition im neuen § 2 Nummer 13a EnFG.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 7 (§ 12)

Durch den neuen § 12 Absatz 2 Satz 3 EnFG wird geregelt, dass die Erhebung der Umlagen in den in den Sätzen 1 und 2 beschriebenen Fällen durch den Übertragungsnetzbetreiber ausschließlich und unmittelbar gegenüber dem in dem jeweiligen Fall begünstigten Unternehmen bzw. dem antragstellenden Unternehmen erfolgt. Von dieser Sonderregelung erfasst werden die folgenden Fälle: Dies sind begünstigte Unternehmen im Sinne des Ab-satz 2 Satz 1, d.h. solche, die nach den §§ 30 bis 36 EnFG eine Begrenzung der Umlagen geltend machen können und eine positive Begrenzungsentscheidung erwirkt haben. Im Fall des Satz 2 Nummer 1, welcher Konstellationen der Weiterleitung von Strom durch derart begünstigte Unternehmen an nicht-begünstigte Unternehmen erfasst, erfolgt die Erhebung ebenfalls gegenüber dem unmittelbar begünstigten Unternehmen, d.h. dem Unternehmen, zu dessen Gunsten eine positive Begrenzungsentscheidung getroffen wurde. Nach Satz 2 Nummer 2 werden Fälle erfasst, in denen Unternehmen eine Begrenzung lediglich beantragt, jedoch im Zeitpunkt der Umlagenerhebung noch nicht bewilligt bekommen haben (sog. antragstellende Unternehmen). Die Sonderregelung des § 12 Absatz 2 Satz 3 EnFG gilt über den Verweis in § 12 Absatz 3 Satz 1 EnFG auf Absatz 2 in gleicher Weise für die Fälle der Schienenbahnen und Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen im Linienverkehr, die sich zu einer Erhebung der Umlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber erklärt haben. Die redaktionellen Korrekturen in § 12 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 und Nummer 2 EnFG zielen darauf, einheitlicher und präziser die in Bezug genommenen Fälle zu erfassen.

Zu Nummer 8 (§ 15)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neunummerierung des § 3 EnWG.

Zu Nummer 9 (§ 19)

Zu Buchstabe a

Durch den agenfügten § 19 Absatz 1 Nummer 3 EnFG wird geregelt, dass die Jahres-endabrechnung zukünftig über die bisher erfassten stromkostenintensiven Unternehmen hinaus nun für alle Unternehmen, bei denen die Erhebung der Umlagen nach § 12 Absatz 2 oder Absatz 3 EnFG durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgt, jeweils im Verhältnis zwischen Übertragungsnetzbetreiber und begünstigtem bzw. antragstellendem Unternehmen durchgeführt wird.

Zu Buchstabe b

Durch den angefügten § 19 Absatz 3 (neu) EnFG wird ausdrücklich geregelt, dass Differenz-Strommengen finanziell ausgeglichen werden. Bei der festen Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023 erfolgt eine nicht-lastganggemessene jährliche Ablesung und Abrechnung, bei der die Verteilernetzbetreiber die an ihren jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bilanziell weitergegebenen Strommengen prognostizieren.

Durch die Dargebotsabhängigkeit der erneuerbaren Energien kommt es jedoch system-bedingt zu Abweichungen zwischen den prognostizierten Strommengen und den tatsächlichen Strommengen und damit zu Differenzen. Bisher wurden diese Differenz-Strommengen sowohl finanziell als auch energetisch ausgeglichen. Dies führt insbesondere bei stark schwankenden Strompreisen zu hohem Aufwand bei den Netzbetreibern und kann auch zu Verzerreffekten am Strommarkt führen. Vor diesem Hintergrund wird ausdrücklich geregelt, dass die Differenz-Strommengen zukünftig nur noch finanziell und nicht energetisch ausgeglichen werden müssen. Die Höhe der Ausgleichszahlung wird dabei als Produkt aus den Differenz-Strommengen und aus dem energieträgerspezifischen Jahresmarktwert ermittelt.

Zu Nummer 10 (§ 20)

Durch den neu angefügten § 20 Absatz 1 Satz 2 (neu) EnFG wird geregelt, dass die Vorgaben über den finanziellen Ausgleich nach § 19 Absatz 3 EnFG auch für Differenz-Strommengen zwischen den Verteilernetzbetreibern und ihren jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber gelten, die sich aus nachträglichen Änderungen nach § 20 Absatz 1 EnFG ergeben. Dadurch wird sichergestellt, dass sowohl bei der Jahresabrechnung nach § 19 EnFG als auch bei nachträglichen Korrekturen nach § 20 EnFG entstehende Differenz-Strommengen auf gleiche Weise ausgeglichen werden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 11 (§ 21)

Zu Buchstabe a

Die Anpassungen in § 21 EnFG dienen der Flexibilisierung der Stromspeicher für eine aktive Marktteilnahme im Rahmen der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 oder 3 EEG 2023. Sie werden hierfür an den Wortlaut und die Regelungssystematik in § 19 EEG 2023 angepasst. Sie schaffen so insbesondere die Voraussetzungen für eine komplementäre Bestimmung der anteilig EEG-förderfähigen Netzeinspeisemengen einerseits und der anteilig umlagesaldierungsfähigen Netzeinspeisemengen andererseits.

Zu Buchstabe b

Mit den neuen § 21 Absatz 4 Satz 3 und 4 EnFG werden die bisher per Verweis auf eine entsprechende Anwendung von § 46 Absatz 5 Satz 1 und 2 EnFG geregelten Anforderungen für die Bestimmung der maßgeblichen Teilstrommengen zur Ermittlung der für den Anspruch auf Umlagereduzierung nach § 21 Absatz 1 Satz 1 EnFG maßgeblichen Strommengen nun zur Verbesserung der Verständlichkeit unmittelbar im § 21 Absatz 4 EnFG abschließend geregelt. Durch die getroffenen Maßgaben wird auch festgelegt, dass im Rahmen der komplementären Bestimmung der anteilig EEG-förderfähigen Netzeinspeisemengen einerseits und der anteilig umlagesaldierungsfähigen Netzeinspeisemengen andererseits die Strommengen, die dem Netz zum Zweck der Zwischenspeicherung entnommen und mit dem Stromspeicher erzeugt in ein Netz eingespeist werden, vorrangig im Rahmen der Umlagesaldierung in Ansatz gebracht werden.

Der neue Satz 5 stellt klar, dass § 46 Absatz 2 bis 5 EnFG in den Fällen des § 21 EnFG nicht anzuwenden sind.

Zu Buchstabe c

Mit dem neuen § 21 Absatz 4a EnFG wird abweichend von den Absätzen 1 bis 4 eine Sonderregelung für die Ermittlung der umlagereduzierten Strommenge für Fälle getroffen, in denen die Pauschaloption nach § 19 Absatz 3c EEG 2023 in Anspruch genommen wird. In diesem Fall wird die Höhe der anteilig umlagesaldierungsfähigen Netzeinspeisemengen komplementär zu den anteilig EEG-förderfähigen Netzeinspeisemengen und somit im Ergebnis ebenfalls pauschal berechnet: Der Umlagezahlungsanspruch des Netzbetreibers auf die Netzentnahmemenge verringert sich in einem Kalenderjahr in dem Umfang auf null, in dem für die Netzeinspeisemenge kein Anspruch auf Zahlung der Marktprämie nach § 19 Absatz 3c EEG 2023 für die Gesamteinspeisung aus den Solaranlagen und Stromspeichern (sowie bei entsprechender Anwendung aus den Ladepunkten) an der Einspeisestelle besteht.

Zu Buchstabe d

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 12 (§ 27)

Die Berichtspflicht in § 27 EnFG wird gestrichen, da das im Gesetzestext genannte Datum des 31. Dezember 2023, bis zu dem der Bericht zu den Auswirkungen von Einrichtungen zur Herstellung von Grünem Wasserstoff auf das Stromnetz, insbesondere auf das Ausmaß von Netzengpasssituationen und den Bedarf an Netzreserve dem Bundestag vorzulegen war, in der Vergangenheit liegt.

Die Verschiebung der Berichtspflicht auf einen späteren Zeitpunkt ist nicht sinnvoll möglich, da es derzeit noch keine nennenswerten Elektrolysekapazitäten und damit noch keine nennenswerten Auswirkungen von Grünem Wasserstoff auf das Stromnetz gibt. Unabhängig hiervon werden die Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen des Energiesystems wie u.a. auch der Ausbau neuer Verbraucher wie Elektrolyseurkapazitäten auf die Netzengpässe und die Dimensionierung der Netzreserve bereits in den jährlichen Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber nach § 3 Netzreserveverordnung (NetzResV) untersucht. Die Systemanalysen werden auf der Website der Bundesnetzagentur (BNetzA) veröffentlicht. Die Änderung dient somit auch dem Büorkratieabbau und vermeidet redundante Bericherstattung.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 13 (§ 51)

Zu Buchstabe a

Bei der Änderung in § 51 Absatz 1 EnFG handelt es sich zum einen um eine Maßnahme der Entbürokratisierung und zum anderen um eine Folgeänderung aus der Ergänzung der Mitteilungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber in § 4 Nummer 1 EnFG.

Die Aufhebung des bisherigen § 51 Absatz 1 Nummer 3 EnFG dient der Entbürokratisierung. Die Übertragungsnetzbetreiber sind danach künftig nicht mehr verpflichtet, unverzüglich nach dem 30. September eines Kalenderjahres einen Bericht über die Ermittlung der ihnen den §§ 49, 50 und 52 EnFG von den Verteilernetzbetreibern übermittelten und von den Netznutzern, die für eine Netzentnahme eine Verringerung der Umlagen nach dem EnFG in Anspruch nehmen wollen, mitgeteilten Daten auf ihrer gemeinsamen Internetseite zu veröffentlichen.

Der Mehrwert der genannten Veröffentlichungspflicht ist gering, da die Übertragungsnetzbetreiber die ihnen nach den §§ 49, 50 und 52 EnFG übermittelten Angaben ohnehin nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 Nummer 1 EnFG auf ihrer gemeinsamen Internetseite unverzüglich veröffentlichen.

Die Änderungen in § 51 Absatz 1 Nummer 4 Buchstabe a EnFG folgen aus der Ergänzung der Mitteilungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber in § 4 Nummer 1 EnFG. Die Mittei-lung über die voraussichtliche Höhe eines Anspruchs nach § 6 Absatz 1 Satz 1 oder Satz 2 sowie die Herleitung dieses Anspruchs sind gemeinsam mit den Angaben zum EEG-Finanzierungsbedarf zu veröffentlichen.

Zu Buchstabe b

Bei der Änderung des § 51 Absatz 2 EnFG handelt es sich um die Bereinigung eines redaktionellen Versehens hinsichtlich der Veröffentlichung des KWKG-Finanzierungsbedarfs und zum anderen um eine Folgeänderung aus der Ergänzung der Mitteilungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber in § 4 Nummer 1 EnFG.

Hinsichtlich des KWKG-Finanzierungsbedarfs beziehungsweise der KWKG-Umlage wurde der bisherige § 26b Absatz 2 Satz 1 KWKG 2020 in den 51 Absatz 2 Nummer 1 EnFG überführt. Aufgrund eines technischen Versehens in einem vorangegangenem Gesetzgebungsverfahren wurden in § 51 Absatz 2 Nummer 2 EnFG a.F. die Übertragungsnetzbetreiber aber zusätzlich verpflichtet, bei der Veröffentlichung des KWKG-Finanzierungsbedarfs auch eine Prognose anzugeben, wie sich der Differenzbetrag nach Anlage 1 Nummer 1.2 auf verschiedene Gruppen von Letztverbrauchern verteilt. Der § 51 Absatz 2 Nummer 2 EnFG a.F. entsprach § 5 Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 EEV in der am 1. Januar 2021 geltenden Fassung, der sich aber auf die im Zuge der Umstellung der Finanzierung des EEG-Finanzierungsbedarfs durch den Bundeshaushalt weggefallene EEG-Umlage bezog und somit gerade nicht auf die KWKG-Umlage. Die in § 51 Absatz 2 Nummer 2 EnFG a.F. vorgesehene Angabepflicht ist daher aufzuheben.

Die Änderungen in § 51 Absatz 2 Nummer 1 EnFG folgen aus der Ergänzung der Mitteilungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber in § 4 Nummer 1 EnFG. Die Mitteilung über die voraussichtliche Höhe eines Anspruchs nach § 6 Absatz 1 Satz 1 oder Satz 2 sowie die Herleitung dieses Anspruchs sind gemeinsam mit den Angaben zum EEG-Finanzierungsbedarf zu veröffentlichen.

Zu Nummer 14 (§ 52)

Durch den neuen § 52 Absatz 2a Satz 1 EnFG wird geregelt, dass die Mitteilungspflichten nach § 52 Absatz 1 und 2 EnFG in den von § 12 Absatz 2 und 3 EnFG erfassten Fällen der Umlagenerhebung durch die Übertragungsnetzbetreiber gegenüber den begünstigten bzw. antragstellenden Unternehmen jeweils diese Unternehmen selbst betreffen. Eine Wahrnehmung der Mitteilungspflichten durch sonstige Akteure, die die Voraussetzungen eines Netznutzers im Sinne des § 2 Nummer 8 EnFG erfüllen, ist damit in diesen Fällen zukünftig ausgeschlossen.

§ 52 Absatz 2a Satz 2 EnFG (neu) entspricht dem im Zuge der Einfügung des neuen Absatzes gestrichenen § 52 Absatz 2 Satz 2 EnFG a.F..Er regelt nun an neuer Stelle für die Fälle des § 12 Absatz 2 und 3 EnFG, dass die Frist für Mitteilungen nach Absatz 2 auf den 31. Mai des Kalender-jahres fällt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 15 (§ 53)

Zu Buchstabe a

Bei der Änderung in § 53 Absatz 1 Nummer 3 EnFG handelt es sich um eine Folgeänderung zur Einfügung des neuen § 52 Absatz 2a EnFG.

Zu Buchstabe b

Mit den Änderungen in § 53 Absatz 2 EnFG wird die Frist für die Mitteilung der Basisangaben nach § 52 Absatz 1 Nummer 1 EnFG (sowie etwaiger sich hierauf beziehender Änderungen nach § 52 Absatz 1 Nummer 4 EnFG) an die Meldefrist für die Mitteilungen nach § 52 Absatz 2 EnFG angeglichen. Es gilt weiterhin, dass die Meldung der Angaben nach § 52 Absatz 1 EnFG unverzüglich vorzunehmen ist. Erfolgt die Meldung jedoch nach dem 31. März des betroffenen Jahres, greift die Verringerung der Umlagenreduzierung um 20 Pro-zentpunkte nach § 53 Absatz 2 EnFG als Sanktion. Satz 2 stellt sicher, dass soweit für einzelne Tatbestände abweichende Fristen für die Mitteilung nach § 52 Absatz 2 EnFG gelten (so z.B. in den Fällen der Umlagebegünstigung nach Teil 4 Abschnitt 4 gemäß § 52 Absatz 2a Satz 2 EnFG), diese abweichenden Fristen auch im Rahmen von § 53 Absatz 2 EnFG greifen. Die Angleichung der Daten geht für die betroffenen Akteure mit einer Reduzierung des Bürokratieaufwands einher, da nicht länger auseinanderfallende Fristen zu beachten sind.

Zu Nummer 16 (§ 62)

Nach den angepassten Festlegungsbefugnissen der Bundesnetzagentur gemäß § 62 Absatz 2 Nummer 1 EnFG kann diese Festlegungen zu den gesamten Voraussetzungen einer Verringerung der Umlagezahlungen nach § 21 EnFG treffen. Dies ermöglicht ihr, in Kombination mit den Festlegungsbefugnissen nach § 85d EEG 2023 kohärente Vorgaben für eine komplementäre Bestimmung der anteilig EEG-förderfähigen und der anteilig umlagesaldierungsfähigen Netzeinspeisemengen festzulegen. Dies kann gemäß dem neu in § 62 Absatz 2 Nummer 1 EnFG angefügten Buchstaben d auch Sonderregelungen für die Anwendung der Regelungen zur Pauschaloption im Fall einer Inbetriebnahme oder eines Wechsels innerhalb des Kalenderjahres umfassen.

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neunummerierung des § 3 EnWG.

Zu Nummer 17 (§ 66)

Der neue § 66 Absatz 7 EnFG regelt, dass bei der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs für das Jahr 2025 der Differenzbetrag gemäß Nummer 1.1.2 der bis zum Inkrafttreten des Gesetzes geltenden Anlage 1 kraft Gesetzes nicht berücksichtigt wird, auch wenn die Übertragungsnetzbetreiber dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz den Finanzierungsbetrag für das Jahr 2025 bei Inkrafttreten der Neureglung bereits übermittelt haben. Die Neuregelung findet einmalig auf die Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs für das Jahr 2025 Anwendung. Zum Zeitpunkt der Ermittlung und Mitteilung des EEG-Finanzierungsbedarfs für das Jahr 2025, hier der 30. September 2024, gilt noch der bisherige Rechtsrahmen, d. h. es wird bei der Ermittlung und Mitteilung des EEG-Finanzierungsbedarfs immer noch der Differenzbetrag gemäß Nummer 1.1.2 der Anlage 1 berücksichtigt. Daher ist eine Übergangsregelung notwendig, wonach der Differenzbetrag gemäß Nummer 1.1.2 der Anlage 1 im Hinblick auf den EEG-Finanzierungsbedarf für das Jahr 2025 nachträglich nicht mehr berücksichtigt wird.

Die Ergänzung des § 66 Absatz 8 EnFG ist geboten, da nach dem aktuellen öffentlich-rechtlichen Vertrag die Übertragungsnetzbetreiber dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz die Gewichtung der kalendermonatlichen Abschlagszahlungen jeweils zum 30. November mitteilen. Zu diesem Zeitpunkt sind die Neuregelungen in § 7 EnFG voraussichtlich noch nicht in Kraft getreten. Daher wird festgelegt, dass auch in dieser Konstellation die Zustimmung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zu der Gewichtung der monatlichen Abschlagszahlungen notwendig ist. § 7 Absatz 2 Satz 3 und 5 EnFG finden daher hinsichtlich der Mitteilung der Gewichtung der kalendermonatlichen Abschlagszahlungen für das Jahr 2025 entsprechend Anwendung, sofern diese Mit-teilung schon vor Inkrafttreten der Neuregelung beim Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz eingegangen ist.

Der neue § 66 Absatz 9 EnFG stellt klar, dass die aktuell im öffentlich-rechtlichen Vertrag enthaltenen Regelungen zu Aufrechnungen nach der Umstellung des Finanzierungssystems nicht mehr gelten. Über die in § 6 Absatz 4 Satz 1 vorgesehene Möglichkeit hinaus-gehende oder diese ergänzende Aufrechnungsregelungen können zwischen der Bundes-republik Deutschland und den Übertragungsnetzbetreibern nach Inkrafttreten der Neurege-lungen in einem öffentlich-rechtlichen Vertrag nach § 9 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 neu zu vereinbaren.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Nummer 18 (Anlage 1)

Zu Buchstabe a

Durch die Änderung in Nummer 1.1 der Anlage 1 des EnFG wird der Saldo des EEG-Konto mit Stand vom 31. Dezember eines Jahres nicht mehr doppelt berücksichtigt, ein redaktionelles Versehen bereinigt und die Einfügung der neuen Nummer 5.11 der Anlage 1 EnFG berücksichtigt.

In der bisherigen Fassung des EnFG setzt sich der EEG-Finanzierungsbedarf aus dem Differenzbetrag zwischen den prognostizierten Einnahmen und Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber (frühere Nummer 1.1.1 der Anlage 1 des EnFG) und den Differenzbetrag zwischen den tatsächlichen Einnahmen und Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber (frühere Nummer 1.1.2 der Anlage 1 des EnFG) zusammen. Dies stellt eine aus systematischen Gründen abzulehnende Verschränkung der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs für das kommende Jahr mit der Kontoabrechnung des laufenden Kalenderjahres und der daraus resultierenden Ermittlung des Ausgleichsanspruchs nach § 6 Absatz 1 EnFG dar. Ein positiver oder negativer Saldo des Vorjahres wird damit dop-pelt kompensiert. Die Verschränkung der Finanzierungsbedarfsbestimmung mit der Be-rechnung des Ausgleichsanspruchs nach § 6 EnFG wird mit der Anpassung der Vorgaben zur Zusammensetzung des EEG-Finanzierungsbedarf in Nummer 1.1 der Anlage 1 des EnFG aufgelöst, indem der Differenzbetrag zwischen den tatsächlichen Einnahmen und Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber (frühere Nummer 1.1.2 der Anlage 1 des EnFG) bei der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarf nicht mehr berücksichtigt wird.

Die Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber aus Zahlungen nach § 13 Absatz 2 gemäß Nummer 4.4 der Anlage 1 des EnFG (Auszahlung vermiedener Netzentgelte) wurde als für die Prognose des Finanzierungsbedarfs relevante Einnahme aufgenommen, da dies der bisherigen Regelungslogik zur Zeit der EEG-Umlage entspricht. Die neue Nummer 5.11 der Anlage 1 des EnFG stellt parallel zur Ausnahme der Nummer 4.2 der Anlage 1 des EnFG von den prognoserelevanten Einnahmen keine prognoserelevante Ausgabe dar. Dies folgt daraus, dass der Finanzierungsbedarf für das kommende Jahr unabhängig von erwarteten Zahlungsströmen ermittelt werden soll, die der Befriedigung des Ausgleichsanspruchs nach § 6 EnFG für das laufende Jahr dienen. Auch Abschlagszahlungen nach § 7 EnFG sind nicht zu berücksichtigen, da die Festlegung der Abschlagszahlungen die Ermittlung des Finanzierungsbedarfs gerade voraussetzt (siehe § 7 Absatz 2 Satz 1 EnFG).

Zu Buchstabe b

Bei der Änderung in Nummer 4.4 Anlage 1 des EnFG handelt es um die Bereinigung eines redaktionellen Versehens. Es wird nach dem bisherigen Wortlaut auf die Saldierung nach § 13 Absatz 3 EEG verwiesen, korrekt ist ein Verweis auf § 13 Absatz 3 EnFG..

Zu Buchstabe c

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Änderung in Nummer 5.7 Anlage 1 des EnFG dient der Bereinigung eines redaktionellen Versehens. Als Einnahme des EEG-Finanzierungsbedarfs sollen Bonuszahlungen gelten, die in § 4 Absatz 5 bis 7 der Erneuerbare-Energien-Verordnung geregelt sind. In der bisherigen Fassung wird jedoch versehentlich auf § 3 der Erneuerbare-Energien-Verordnung verwiesen.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderung in Nummer 5.9 Anlage 1 des EnFG ist eine redaktionelle Änderung aufgrund der Einfügung einer neuen Folgenummer.

Zu Doppelbuchstabe cc

Die Änderung in Nummer 5.10 Anlage 1 des EnFG ist eine redaktionelle Änderung auf-grund der Einfügung einer neuen Folgenummer.

Zu Doppelbuchstabe dd

Durch die neue Nummer 5.11 der Anlage 1 des EnFG werden die Zahlungen der Übertragungsnetzbetreiber an die Bundesrepublik Deutschland als Ausgabe des EEG-Finanzierungsbedarfs aufgeführt, weil diese Zahlungen – spiegelbildlich zu den Zahlungen der Bundesrepublik Deutschland an die Übertragungsnetzbetreiber (Einnahme

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

der Übertragungsnetzbetreiber nach Nummer 4.2 der Anlage 1 des EnFG) – den Saldo des EEG-Kontos beeinflussen.

Zu Buchstabe d

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Änderung in Nummer 9.3 Satz 2 der Anlage 1 des EnFG ist eine Folgeänderung der Streichung der Änderung in Nummer 1.1 der Anlage 1 des EnFG (Streichung der ehemali-gen Nummer 1.1.2). Die Einnahmen und Ausgaben von ausgeförderten Anlagen werden buchhalterisch separat von den sonstigen Positionen geführt. Da eine weitere Förderung dieser Anlagen aus Beihilfesicht nicht erfolgen darf, müssen Einnahme und Ausgabedifferenzen weiterhin im Folgejahr durch eine Anpassung des Abzugs ausgeglichen werden.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Anfügung des Satzes 3 in Nummer 9.3 der Anlage 1 EnFG dient der Anpassung des Vorgehens bei ausgeförderten Anlagen an das Vorgehen im Rahmen der EEG-Umlage. Ohne die Regelung könnte rechnerisch die Konstellation auftreten, dass hohe Einnahme- und Ausgabedifferenzen aus Vorjahren in einem Jahr zu einen negativen Abzugsbetrag führen und dass Anlagenbetreiber von ausgeförderten Anlagen in der Folge mehr als den Jahresmarktwert erhalten. Um dies zu verhindern, darf der Abzugsbetrag keinen negativen Wert annehmen. Aus der Begrenzung resultierende Einnahme- und Ausgabedifferenzen werden in das darauffolgende Jahr übertragen und sorgen dort für eine Anpassung des Abzugs

Zu Buchstabe e

Die Änderung in Nummer 10 der Anlage 1 EnFG sind Folgeänderungen der Neufassung der Nummer 1.1 der Anlage 1 EnFG.

Zu Artikel 32 (Änderung des Wärmeplanungsgesetzes)

Zu Nummer 1

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Artikel 33 (Änderung der Betriebssicherheitsverordnung)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neunummerierung des § 3 EnWG.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Zu Artikel 34 (Änderung der Luftverkehrsordnung)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neustrukturierung der Begriffsbestimmungen im EnWG (§ 3 EnWG).

Zu Artikel 35 (Inkrafttreten)

Zu Absatz 1

Die Vorschrift regelt das Inkrafttreten dieses Gesetzes. Ein Inkrafttreten des Gesetzes am Tag nach der Verkündung ist erforderlich, weil das Gesetz der Umsetzung von verpflichtendem Unionsrecht mit kurzen Umsetzungsfristen dient, die Wachstumsinitiative umsetzt, Regelungen zur stärkeren Digitalisierung der Energiewende und verbesserten Steuerbarkeit von EE-Anlagen enthält sowie wichtige systematische-technische Anpassungen am EnFG vornimmt, die unmittelbar für den Betrachtungszeitraum wirken müssen.

Zu Absatz 2

Die Vorschrift regelt das rückwirkende Inkrafttreten der Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Artikel 25. Auf die dortigen Begründungen wird verwiesen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Anlage 2

Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates (NKR) gem. § 6 Abs. 1 NKRG

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung (NKR-Nr. 7299, BMWK)

Der Nationale Normenkontrollrat hat den Regelungsentwurf mit folgendem Ergebnis geprüft:

I Zusammenfassung

Bürgerinnen und Bürger	
Jährlicher Zeitaufwand (Entlastung):	rund -1 600 Stunden (-40 000 Euro)
Einmaliger Zeitaufwand:	keine Auswirkungen
Jährliche Sachkosten:	rund 28,6 Mio. Euro
Einmalige Sachkosten:	keine Auswirkungen
Wirtschaft	
Jährlicher Erfüllungsaufwand:	rund 78,4 Mio. Euro
davon aus Bürokratiekosten (Entlastung):	*rund -37 Mio. Euro*
Einmaliger Erfüllungsaufwand:	rund 91,3 Mio. Euro
davon aus Bürokratiekosten:	*rund 13,5 Mio. Euro*
Verwaltung	
Bund	
Jährlicher Erfüllungsaufwand:	dargestellt rund 5,8 Mio. Euro
Einmaliger Erfüllungsaufwand:	dargestellt rund 2,3 Mio. Euro
Länder	
Jährlicher Erfüllungsaufwand (Entlastung):	dargestellt rund -4,5 Mio. Euro
„One in one out"-Regel	Im Sinne der „One in one out"-Regel der Bundesregierung stellt der jährliche Erfüllungsaufwand der Wirtschaft in diesem Regelungsvorhaben ein **„In"** von rund **66,6 Mio. Euro** dar. Das Ressort hat keine Aussage über eine Kompensation getroffen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Weitere Kosten	Durch die Aufnahme von Netzausbauvorhaben in den Bundesbedarfsplan entstehen den Übertragungsnetzbetreibern einmalige Kosten für deren Realisierung von etwa 46 Mrd. Euro über mehrere Jahre. Dem steht eine nicht bezifferte Entlastung bei den jährlichen Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen gegenüber. Durch zusätzliche erstinstanzliche Verfahren entstehen beim Bundesverwaltungsgericht Justizkosten in Höhe von rund 640 000 Euro pro Jahr.
Digitaltauglichkeit (Digitalcheck)	Das Ressort hat Möglichkeiten zum digitalen Vollzug der Neuregelung (Digitaltauglichkeit) geprüft und hierzu mehrere Digitalchecks mit nachvollziehbarem Ergebnis durchgeführt.
Umsetzung von EU-Recht	Das Vorhaben dient u.a. zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2024/1711. Dabei wird, laut eigenen Angaben des Ressorts, mit dem vorgesehenen Online-Tool zur Darstellung möglicher Netzanknüpfungspunkte inhaltlich über eine 1:1-Umsetzung hinausgegangen. In Verbindung mit dieser Regelung ist allerdings auch eine jährliche Entlastung für die Wirtschaft erwartet. Ferner sieht der Entwurf Maßnahmen vor, die nicht der Umsetzung von EU-Recht dienen, sondern rein national bedingt sind.
Evaluierung	Eine systematische Evaluierung der Neuregelungen ist nicht vorgesehen. Eine neue Evaluierungspflicht wird für die Maßnahmen zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen der Elektrizitätsverteilnetzbetreiber eingeführt. Darüber hinaus fallen einige Regelungen unter bestehende Evaluierungspflichten. Gemäß St-Beschluss ist das Regelungsvorhaben evaluierungspflichtig. Aus Sicht des NKR sollten insbesondere Neuregelungen in den Bereichen Netzanschluss oder Energy Sharing evaluiert werden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Nutzen des Vorhabens	Das Ressort nimmt an, dass durch den beschleunigten Ausbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungssystemen ein **monetärer Nutzen von 2 bis 11 Mrd. Euro** durch Einsparungen bei Netzentgelten und Strompreisen entstehen kann.
Der NKR beanstandet die unangemessen kurze Frist von zwei Tagen, die den betroffenen Verbänden für die Abgabe ihrer Stellungnahmen zum zweiten Referentenentwurf eingeräumt wurde. Dieser zweite Entwurf enthielt neue Regelungen und signifikante Veränderungen. Im Sinne der Praxistauglichkeit wäre es zwingend erforderlich gewesen, die Stellungnahmen der Verbände intensiv zu prüfen und ggf. einzubeziehen. So erhalten die Verbändestellungnahmen wichtige Hinweise für aufwandsärmere Regelungsalternativen, die das Ressort – wohl in Folge des Zeitdrucks - nicht geprüft hat und die der NKR deshalb in dieser Stellungnahme aufgreift. Insgesamt konterkariert das Arbeiten mit solch kurzen Fristen bei umfangreichen und komplexen Vorhaben, die zugleich nicht eilbedürftig sind, die Ziele der Bundesregierung, Gesetze durch die Methoden der besseren Rechtsetzung praxistauglicher, aufwandsärmer, wirksamer und nutzerorientierter zu gestalten. Das Ressort hat dem NKR den Erfüllungsaufwand der Verwaltung drei Arbeitstage vor dem geplanten Kabinetttermin vorgelegt. Eine methodengerechte Prüfung ist dem NKR in der kurzen Zeit nicht möglich. Die Darstellung der Regelungsfolgen für Bürgerinnen und Bürger und die Wirtschaft ist nachvollziehbar und methodengerecht. Der Nationale Normenkontrollrat erhebt hiergegen im Rahmen seines gesetzlichen Auftrags keine Einwände.	

II Regelungsvorhaben

Mit dem Gesetz sollen zahlreiche Regelungen im Bereich der Energiemärkte getroffen werden. Diese dienen teilweise der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2024/1711 (novellierte Strombinnenmarktrichtlinie). Darüber hinaus sollen Punkte aus der Wachstumsinitiative der Bundesregierung umgesetzt werden, konkret zur Vermeidung negativer Strompreise. Die wichtigsten Regelungsinhalte sind:

- Einführung von verbindlichen Fristen und einer unverbindlichen Netzanschlussauskunft im Netzanschlussverfahren und damit verbundene Informationspflichten für Netzbetreiber
- Schaffung eines verpflichtenden Angebotes von Festpreistarifen durch Energielieferanten sowie entsprechende Absicherungsstrategien zur Begrenzung des Risikos von Preis- und Angebotsschwankungen

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

- Einführung von Energy Sharing und Regelungen zur Bildung von Energy Communities
- Vereinfachungen für die Aufstellung von Agri- und Garten-Photovoltaik-Anlagen
- Flexibilisierungen im Stromsystem, um Phasen von Erzeugungsüberschüssen und damit verbundene negative Preise zu verhindern, indem die EEG-Förderung bei negativen Strompreisen sofort entfällt
- Erhöhung der Preisobergrenzen für die Einrichtung und den Betrieb von Smartmetern

Darüber hinaus sollen weitere Netzausbauvorhaben in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden.

III Bewertung

III.1 Erfüllungsaufwand

Bürgerinnen und Bürger

Insgesamt entsteht den Bürgerinnen und Bürgern eine **jährliche Zeitersparnis** in Höhe von rund **1 600 Stunden** (40 000 Euro[2]). Gleichzeitig entsteht ein **jährlicher Sachaufwand** in Höhe von rund **28,6 Mio. Euro**. Dieser Erfüllungsaufwand resultiert aus den folgenden Vorgaben:

- Digitale Netzanschlussportale

Durch die Beantragung von Netzanschlüssen über standardisierte digitale Portale werden Bürgerinnen und Bürger nach Angaben des Ressorts um 10 Minuten pro Fall entlastet. Bei einer jährlichen Fallzahl von 9 600 ergibt sich eine Entlastung von **1 600 Stunden** (40 000 Euro).

- Aufhebung der Bündelungsregelung bei Messstellen

Bisher konnten Zählpunkte gebündelt werden, wodurch eine Abrechnung nur für jeweils einen Zählpunkt erfolgte. Durch die Abschaffung dieser Regelung werden nun für etwa 1,3 Mio. zusätzliche Zählpunkte, die den Bürgerinnen und Bürgern zugerechnet werden, Entgelte fällig. Hierdurch entstehen Sachkosten von insgesamt rund 20 Mio. Euro. Diese Kosten hatten bisher die Messtellenbetreiber zu tragen, bei denen die Bündelungsregelung bisher zu einer wirtschaftlichen Unterdeckung geführt hat. Insgesamt führt diese Neuregelung zu einer Neuverteilung von Kosten innerhalb der Wirtschaft sowie zwischen den Bürgerinnen und Bürgern und der Wirtschaft und damit zu einer Belastung der Bürgerinnen und Bürger von rund **20 Mio. Euro.** Im Saldo über **alle Normadressaten** entsteht jedoch **kein zusätzlicher Aufwand**.

[2] Für den Zeitaufwand der Bürgerinnen und Bürger nimmt der NKR einen Stundensatz von 25 Euro an.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

- Absenkung des Schwellenwerts für die verpflichtende Steuerung von Erzeugungsanlagen

Zukünftig sollen alle Erzeugungsanlagen über 2 Kilowatt (kW) verpflichtend mit einem intelligenten Messsystem sowie einer Steuerungstechnik ausgestattet werden. Unter der Annahme, dass 290 000 der neu auszustattenden Anlagen auf Bürgerinnen und Bürger entfallen, entsteht eine **jährliche Belastung** von rund **8,6 Mio. Euro**.

Wirtschaft

Durch das Regelungsvorhaben entsteht der Wirtschaft **jährlicher Erfüllungsaufwand** in Höhe von rund **78,4 Mio. Euro** sowie **einmaliger Erfüllungsaufwand** in Höhe von rund **91,3 Mio. Euro.**

Dieser Erfüllungsaufwand resultiert im Wesentlichen aus den folgenden Vorgaben:

- Modernisierung der Regelungen zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber

Durch die Neuregelungen müssen sowohl die vier Übertragungsnetzbetreiber als auch die 866 Verteilnetzbetreiber Prozesse und Verfahren anpassen oder neue etablieren und durchführen. Durch die Umstellung der Verfahren entsteht den Netzbetreibern ein **einmaliger Personalaufwand** von rund **4,1 Mio. Euro** sowie ein **einmaliger Sachaufwand** von rund **10,6 Mio. Euro**. Die Durchführung neuer und angepasster Verfahren führt bei den Netzbetreibern zu einem **jährlichen Personalaufwand** von rund **55,1 Mio. Euro** und einem **jährlichen Sachaufwand** von rund **13 Mio. Euro**.

- Aufhebung der Bündelungsregelung bei Messstellen

Äquivalent zu den Bürgerinnen und Bürgern entsteht auch der Wirtschaft Erfüllungsaufwand, da Zählpunkte zukünftig durch Wegfall der Bündelungsregelung einzeln abgerechnet werden. Durch die Abschaffung dieser Regelung werden nun für etwa 5,3 Mio. zusätzliche Zählpunkte Entgelte fällig. Hierdurch entstehen den Anschlussnutzern und den Anschlussnetzbetreibern Sachkosten von insgesamt rund 613 Mio. Euro. Diese Kosten hatten bisher die Messstellenbetreiber zu tragen, bei denen die Bündelungsregelung bisher zu einer wirtschaftlichen Unterdeckung geführt hat. Durch die nun geplante Ausweitung abrechenbarer Zählpunkte werden die Messstellenbetreiber im Gegenzug von rund 633 Mio. Euro jährlich entlastet. Netto führt dies zu einer **Entlastung der Wirtschaft** um rund **20 Mio. Euro**. Diese Entlastung resultiert aus der **betragsgleichen Belastung der Bürger** (s.o.). Insgesamt führt diese Neuregelung damit zu einer

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Neuverteilung von Kosten innerhalb der Wirtschaft sowie zwischen den Bürgerinnen und Bürgern und der Wirtschaft. Im **Saldo** entsteht über **alle Normadressaten kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand**.

- Absenkung des Schwellenwerts für die verpflichtende Steuerung von Erzeugungsanlagen

Zukünftig sollen alle Erzeugungsanlagen über 2 kW verpflichtend mit einem intelligenten Messsystem sowie einer Steuerungstechnik ausgestattet werden. Unter der Annahme, dass rund 1,1 Mio. der neu auszustattenden Anlagen auf die Wirtschaft entfallen, entsteht eine **jährliche Belastung** von rund **48,9 Mio. Euro**.

- Vermutungsregel für die Aktualität der Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren

Durch die Neuregelung können auch ältere Daten für die Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren verwendet werden und damit auf eine erneute Datenerhebung verzichtet werden. Unter der Annahme, dass die Hälfte der jährlich 525 Gutachten nicht neu in Auftrag gegeben werden muss, reduziert sich der **jährliche Sachaufwand** um rund **22,3 Mio. Euro**.

- Absenkung der Direktvermarktungsschwelle

Durch die Absenkung der Direktvermarktungsschwelle werden zukünftig mehr Erzeugungsanlagen über der Schwelle liegen. Das Ressort schätzt, dass dies ab dem Jahr 2027 rund 42 000 Anlagen betrifft. Bei einem Sachaufwand von 250 Euro pro Fall für die Direktvermarktung erhöhen sich die **jährlichen Sachkosten** der Wirtschaft um insgesamt rund **10,4 Mio. Euro**.

- Verpflichtung zur Sicherstellung der Steuerbarkeit von Anlagen

Betreiber von Verteiler- und Übertragungsnetzen sind nach der Neuregelung dazu verpflichtet, jährlich zu prüfen, ob sie entsprechende Anlagen in ihrem Netzgebiet steuern und die Ist-Einspeisung abrufen können. Zusätzlich sind Testberichte und ein Gesamtbericht vorgesehen. Für die Entwicklung und Implementierung der Testroutinen, Datenmanagement- und Plausibilisierungssystemen wird nach Schätzung des Ressorts ein **einmaliger Personalaufwand** von rund **8 Mio. Euro** anfallen. Für die jährlichen Tests inklusive Plausibilisierung der Testberichte und der Koordination eines Gesamtberichts fällt nach Berechnung des Ressorts ein **jährlicher Personalaufwand** von **1,6 Mio. Euro** an.

- Unverbindliche Netzanschlussauskunft

Alle Netzbetreiber sind zukünftig dazu verpflichtet Netzanschlusssuchenden für Anlagen über 135 kW über ein Online-Tool eine unverbindliche Netzanschlussauskunft zu ermöglichen. Die Vorgabe **entlastet** die Wirtschaft nach aktueller Darstellung des Ressorts **jährlich** um rund **14,8**

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Mio. Euro. Die **einmalige Belastung** für die Wirtschaft beziffert das Ressort mit rund **11,1 Mio. Euro**.

Hierfür geht das Ressort davon aus, dass durch eine vorgelagerte unverbindliche Netzanschlussauskunft weniger verbindliche Netzanschlussbegehren gestellt werden, die aufwendig geprüft werden müssen. Das Ressort geht davon aus, dass sich die Anzahl der zu prüfenden Netzanschlussbegehren um 24 000 Fälle reduzieren wird. Dadurch ergibt sich eine jährliche Entlastung von rund 16,4 Mio. Euro.

Für die Bereitstellung der Online-Tools geht das Ressort davon aus, dass jedem der 866 Netzbetreiber einmalige Sachkosten in Höhe von 10 000 Euro sowie jährliche Sachkosten in Form von Lizenzgebühren in Höhe von 1 500 Euro entstehen. Einmalig entstehen außerdem insgesamt weitere Dienstleistungskosten von 50 000 Euro. Der jährliche Aufwand beträgt daher 1,6 Mio. Euro und der einmalige Aufwand 10,4 Mio. Euro.

Bis zur Bereitstellung der Online-Tools sind die 69 Verteilernetzbetreiber übergangsweise dazu verpflichtet, die verfügbare Netzanschlusskapazität monatlich zu veröffentlichen. Über die zweijährige Übergangsphase ergibt sich dadurch ein einmaliger Aufwand von rund 570 000 Euro.

- Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs

Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen werden dazu verpflichtet, eine gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs zu errichten und dauerhaft zu betreiben. Das Ressort schätzt den dadurch entstehenden **jährlichen Aufwand** auf rund **11,1 Mio. Euro** und den **einmaligen Aufwand** auf rund **50,2 Mio. Euro**.

Dabei geht das Ressort davon aus, dass für die Entwicklung und Errichtung der Plattform einmalige Sachkosten von rund 4 Mio. Euro entstehen. Den Netzbetreibern entstehen außerdem einmalig rund 43,3 Mio. Euro Sachkosten für die Integration der Plattform sowie Personalkosten von rund 3 Mio. Euro, um die Integration zu begleiten. Für den dauerhaften Betrieb der Plattform geht das Ressort von einem jährlichen Personalaufwand von rund 1,5 Mio. Euro und Sachaufwand von rund 9,7 Mio. Euro aus.

- Digitale Netzanschlussportale

Die bereits bestehende Pflicht zur Einrichtung digitaler Netzanschlussportale in der Niederspannungsebene soll um Netzanschlussbegehren in höheren Spannungsebenen erweitert werden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Hierzu muss ein gemeinsamer Standard unter den Verteilnetzbetreibern entwickelt werden, der für einen **einmaligen Personalaufwand** von rund **2,9 Mio. Euro** sorgt.
Die regelmäßige Weiterentwicklung des Standards verursacht weiterhin **jährliche Personalkosten** von rund **340 000 Euro**. Dem steht eine **Entlastung** bei den Antragstellenden gegenüber, durch die bei einer Einsparung von 10 Minuten pro Fall **jährlich Personalkosten** von rund **5,5 Mio. Euro entfallen**.

Weiterer Erfüllungsaufwand entsteht durch die folgenden Vorgaben:

Vorgabe	**Art der Vorgabe**	**Jährlicher Erfüllungsaufwand (in Tsd. Euro)**	**Einmaliger Erfüllungsaufwand (in Tsd. Euro)**
Absicherungsstrategien von Energielieferanten gegen Preisschwankungen	weitere Vorgabe	239	1 194
Netzanschlussbegehren	Informationspflicht	0	207
Anforderungen an Energielieferverträge mit Letztverbrauchern	Informationspflicht	0	286
Anbieten von Festpreistarifen und zugehörigen Informationspflichten	Informationspflicht	0	770
Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung bei Haushaltskunden	weitere Vorgabe	430	179
Abrechnung von Wartungs- und Instandhaltungskosten gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern	weitere Vorgabe	750	0
Kapazitätsreservierung	weitere Vorgabe	-1 225	104
Vereinheitlichung von Nachweisen zur Fernsteuerbarkeit	weitere Vorgabe	-116	158
Digitale Endabrechnung durch Verteilnetzbetreiber	weitere Vorgabe	-486	525
Finanzieller Ausgleich von Differenz-Strommengen	weitere Vorgabe	-577	0
Weitere Vorgaben mit einem Erfüllungsaufwand von < 100 000 Euro		3	89
Summe		**-983**	**3 512**
davon aus Bürokratiekosten		-72	1 457

Verwaltung

Das Ressort hat dem NKR den Erfüllungsaufwand der Verwaltung drei Arbeitstage vor dem geplanten Kabinetttermin vorgelegt. Eine methodengerechte Prüfung in der kurzen Zeit ist dem NKR nicht möglich.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

Das Ressort gibt an, dass für den Bund **jährlicher Erfüllungsaufwand** ***in Höhe von*** **5,8 Mio. Euro** und **einmaliger Erfüllungsaufwand** von **2,3 Mio. Euro** entsteht. Für die Länder ergibt sich nach Angaben des Ressorts eine **jährliche Entlastung von rund 4,5 Mio. Euro**.

III.2 One in one out

Im Sinne der „One in one out"-Regel der Bundesregierung stellt der jährliche Erfüllungsaufwand der Wirtschaft in diesem Regelungsvorhaben ein **„In" von 66,6 Mio. Euro** dar. Auf die Umsetzung von EU-Recht gehen insbesondere die Vorgaben zur Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs zurück.

Das Ressort hat keine Aussage über eine Kompensation getroffen.

III.3 Weitere Kosten

Durch die Realisierung der neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Netzausbauvorhaben werden den Übertragungsnetzbetreibern nach Schätzung des Ressorts **einmalig Kosten** von etwa **45,9 Milliarden Euro** über einen mehrjährigen Zeitraum entstehen. Dem steht nach Angaben des Ressorts eine Entlastung bei den jährlichen Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen gegenüber, die jedoch nicht weiter beziffert ist.

Durch zusätzliche erstinstanzliche Verfahren entstehen beim Bundesverwaltungsgericht nach Schätzung des Ressorts Justizkosten in Höhe von rund 640 000 Euro pro Jahr.

III.4 Rechts- und Verwaltungsvereinfachung

Dem NKR liegen Hinweise vor, dass eine verpflichtende Auskunft über Netzverknüpfungspunkte für Stromerzeugungs- und -speicherungsanlagen über ein Online-Tool einen erheblichen Aufwand für Netzbetreiber verursachen würde. Der NKR regt an, stattdessen eine zentrale Bereitstellung eines solchen Tools in Betracht zu ziehen.

Dem NKR liegen ferner Hinweise vor, dass der Nutzen einer verpflichtenden Fernsteuerbarkeit von Anlagen ab 2 kW für die Systemsicherheit in keinem ausreichenden Verhältnis zum Aufwand steht. Auf Anlagen unter 7 kW entfällt laut Angaben der Verbände aktuell weniger als 5 Prozent der Gesamtleistung, weshalb der Beitrag dieser Anlagen zu Einspeisespitzen relativ

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

gering ist. Dem stehen 1,1 Millionen neu auszustattende Anlagen gegenüber. Der NKR regt an, den Schwellenwert höher anzusetzen, beziehungsweise wie bisher bei 7 kW zu belassen.

III.5 Digitaltauglichkeit

Das Ressort hat die Möglichkeiten zum digitalen Vollzug der Neuregelungen geprüft und hierzu insgesamt neun erweiterte Digitalchecks mit nachvollziehbaren Ergebnissen durchgeführt. Diese beziehen sich jeweils auf abgrenzbare Regelungsbereiche.

- Netzanschluss und unverbindliche Netzanschlussauskunft
- Nachweise zur Einhaltung der naturschutzfachlichen Mindestkriterien
- Energielieferung, Netzzugang und Transparenz (inklusive Energy Sharing)
- Netzstabilität und Netzoptimierung
- Direktvermarktungsgrenze
- EEG-Vergütung bei negativen Preisen
- Änderungen im Messstellenbetriebsgesetz
- Vermarktungstätigkeit der Übertragungsnetzbetreiber
- Pauschalmodell für PV-Speicher-Kombinationen

In den Digitalchecks hat das Ressort zahlreiche Maßnahmen zur Digitaltauglichkeit der Regelungen dokumentiert:

- Durch die Einbindung von Betroffenen im Rahmen von Stakeholder- und Branchendialogen, Onlinefragebögen sowie direkten Gesprächen konnten deren Bedürfnisse berücksichtigt werden.
- Eine Wiederverwendung von Daten und Standards soll ermöglicht werden, indem Netzbetreiber verpflichtet werden, einheitliche Formate und Inhalte abzustimmen.
- Wo möglich sollen etablierte Verfahren zum Datenaustausch angewendet oder auf diesen aufgebaut werden.
- Die unverbindliche Netzanschlussauskunft ist nach Angaben des Ressorts als automatisierter Prozess ausgelegt.
    - Es wurde nach Angabe des Ressorts wo immer möglich auf Schriftformerfordernisse verzichtet, um Voraussetzungen für eine digitale Kommunikation zu schaffen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

- Durch einheitliche Begriffsdefinitionen und Regelungen, die in klare Entscheidungskriterien und chronologische Schritte übersetzt werden können, sind laut Ressort klare Regeln für eine digitale Ausführung geschaffen worden.
- Die Entwicklung hin zu einem Smart Grid verbessert die Verfügbarkeit von Echtzeitdaten und erlaubt die Automatisierung zahlreicher Prozesse der Energiewirtschaft.

III.6 Umsetzung von EU-Recht

Das Vorhaben dient u.a. zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2024/1711. Dabei wird, laut eigenen Angaben des Ressorts, mit dem vorgesehenen Online-Tool zur Darstellung möglicher Netzanknüpfungspunkte inhaltlich über eine 1:1-Umsetzung hinausgegangen. In Verbindung mit dieser Regelung wird allerdings auch eine jährliche Entlastung für die Wirtschaft erwartet.

Ferner sieht der Entwurf Maßnahmen vor, die nicht der Umsetzung von EU-Recht dienen, sondern rein national bedingt sind.

III.7 Evaluierung

Eine systematische Evaluierung der Neuregelungen ist nicht vorgesehen. Eine neue Evaluierungspflicht wird für die Maßnahmen zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen der Elektrizitätsverteilnetzbetreiber eingeführt. Darüber hinaus fallen einige Regelungen unter bestehende Evaluierungspflichten.

Gemäß St-Beschluss ist das Regelungsvorhaben evaluierungspflichtig. Aus Sicht des NKR sollten insbesondere Neuregelungen in den Bereichen Netzanschluss oder Energy Sharing evaluiert werden.

III.8 Nutzen des Vorhabens

Das Ressort nimmt nachvollziehbar auf der Grundlage eines Gutachtens an, dass durch den beschleunigten Ausbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungssystemen ein den Erfüllungsaufwand deutlich übersteigender monetärer Nutzen von **2** bis **11 Mrd. Euro** durch Einsparungen bei Netzentgelten und Strompreisen entstehen kann. Diese Entlastung beruht maßgeblich auf möglichen Einsparungen bei den Netzkosten und einem optimierten Einsatz von Erzeugungsanlagen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt

IV Ergebnis

Der NKR beanstandet die unangemessen kurze Frist von zwei Tagen, die den betroffenen Verbänden für die Abgabe ihrer Stellungnahmen zum zweiten Referentenentwurf eingeräumt wurde. Dieser zweite Entwurf enthielt neue Regelungen und signifikante Veränderungen. Im Sinne der Praxistauglichkeit wäre es zwingend erforderlich gewesen, die Stellungnahmen der Verbände intensiv zu prüfen und ggf. einzubeziehen. So enthalten die Verbändestellungnahmen wichtige Hinweise für aufwandsärmere Regelungsalternativen, die das Ressort – wohl in Folge des Zeitdrucks - nicht geprüft hat und die der NKR deshalb in dieser Stellungnahme aufgreift.

Insgesamt konterkariert das Arbeiten mit solch kurzen Fristen bei umfangreichen und komplexen Vorhaben, die zugleich nicht eilbedürftig sind, die Ziele der Bundesregierung, Gesetze durch die Methoden der besseren Rechtsetzung praxistauglicher, aufwandsärmer, wirksamer und nutzerorientierter zu gestalten.

Das Ressort hat dem NKR den Erfüllungsaufwand der Verwaltung drei Arbeitstage vor dem geplanten Kabinetttermin vorgelegt. Eine methodengerechte Prüfung ist dem NKR in der kurzen Zeit nicht möglich.

Die Darstellung der Regelungsfolgen für Bürgerinnen und Bürger und die Wirtschaft ist nachvollziehbar und methodengerecht. Der Nationale Normenkontrollrat erhebt hiergegen im Rahmen seines gesetzlichen Auftrags keine Einwände.

5. November 2024

Lutz Goebel
Vorsitzender

Garrelt Duin
Berichterstatter

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Fassung ersetzt