

Referentenentwurf

des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

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 bei der Versorgung der Verbraucherinnen und Verbraucher sowie von Unternehmen in der Europäischen Union (EU) sowie 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 2012/27/EU (Abl. L 158 S. 125) ändert, um insbesondere Verbraucherinnen und Verbrauchern eine stärkere und aktivere sowie informierte Teilhabe am Elektrizitätsmarkt zu ermöglichen. Die Richtlinie 2024/1711 ist am 17.7.24 in Kraft getreten und bis zum 16.1.25 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 Anpassungen 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 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) (Gasrichtlinie), in nationales Recht umzusetzen.

In Deutschland ändert sich zudem die Struktur der Stromerzeugung erheblich. Der zügige Ausbau der erneuerbaren Energien 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 des Übertragungsnetzes. Dem soll auch durch eine Anpassung der Vorschriften zur Netzausbaubedarfsplanung Rechnung getragen werden.

Die geltenden §§ 12a bis 12e EnWG enthalten daher Regelungen zur Netzausbaubedarfsplanung. Gemäß § 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 gemäß § 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 gemäß § 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 (BBPIG) sollen eine Beschleunigung der erfassten Planungs- und Genehmigungsverfahren für Netzausbauvorhaben auf Höchstspannungsübertragungsnetzebene gewährleisten.

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.

B. Lösung

Mit dem Gesetzentwurf werden Regelungen der Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.6.24 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union (ABl. L vom 26.6.2024) (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 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, aufgenommen, mit dem Ziel, den Anschluss, insbesondere von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und weiteren Energiewendetechnologien zu beschleunigen.

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

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 sog. „Trackeranlagen“ der Sonne nachgeführt werden können. Diese sollen in Zukunft einfacher an den Ausschreibungen für Agri-PV-Anlagen teilnehmen können. Ein Bericht der Bundesregierung fällt weg, weil er seine Funktion inzwischen weitgehend eingebüßt hat. Zudem werden Regelungen getroffen, um einen fairen Wettbewerb beim Ausbau zu gewährleisten. So wird vorgesehen, in der Länderöffnungsklausel zur finanziellen Beteiligung von Kommunen sowie Bürgerinnen und Bürgern eine wirtschaftliche Benchmark einzuziehen. Damit wird der Gestaltungsspielraum der Länder weitgehend erhalten, während zugleich die wirtschaftliche Vergleichbarkeit der Modelle und somit ein fairer Wettbewerb zwischen den betroffenen Anlagen gewährt wird.

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 des EnWG, 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.

D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Bund:

Für den Bundeshaushalt entstehen durch dieses Gesetz Haushaltsausgaben in Höhe von jährlich ca. 8,96 Millionen Euro sowie einmalig ca. 0,3 Millionen Euro.

Davon entfallen ca. 8,96 Millionen Euro auf erhöhte jährliche Personalkosten. Hinzu kommt ein einmaliger Sachaufwand in Höhe von schätzungsweise 0,3 Millionen Euro.

Von den ca. 8,96 Millionen Euro an erhöhten Personalkosten entfallen ca. 8,35 Millionen Euro auf die Bundesnetzagentur. Auch der einmalige Sachaufwand in Höhe von schätzungsweise 0,3 Millionen Euro wird bei der Bundesnetzagentur entstehen.

Außerdem entstehen voraussichtlich ca. 0,64 Millionen Euro an zusätzlichen Personalausgaben für das Bundesverwaltungsgericht.

Die Mehrbedarfe an Personal- und Sachmitteln sollen finanziell und stellenmäßig im jeweiligen Einzelplan ausgeglichen werden.

Länder und Kommunen:

Durch das vorliegende Gesetz reduziert sich der jährliche Personalaufwand der Länder schätzungsweise im Umfang von ca. 51,86 Planstellen. Sonstige Auswirkungen auf die Haushalte der Länder und Kommunen sind nicht ersichtlich.

E. Erfüllungsaufwand

E.1 Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Dieses Gesetz führt zu keinen Ent- oder Belastungen der Bürgerinnen und Bürger.

E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Durch dieses Gesetz entsteht für die Wirtschaft insgesamt eine jährliche Entlastung in Höhe von schätzungsweise ca. 46,8 Millionen Euro.

Davon Bürokratiekosten aus Informationspflichten

Die Entlastung der Wirtschaft tritt trotz gleichzeitig entstehenden zusätzlichen jährlichen Aufwands in Höhe von ca. 33.000 Euro durch die Erweiterung einer Informationspflicht ein.

E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Bundesverwaltung:

Durch das vorliegende Gesetz entsteht der Bundesverwaltung ein dauerhafter jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 5 Millionen Euro sowie ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 460.000 Euro.

Verwaltungen der Länder und Kommunen:

Durch das vorliegende Gesetz reduziert sich der jährliche Erfüllungsaufwand der Landesverwaltungen um schätzungsweise ca. 4,72 Millionen Euro.

F. Weitere Kosten

Für die Realisierung der neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Netzausbauvorhaben werden 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 nicht verlässlich abschätzen lässt. Gleichzeitig dient der Netzausbau der Minimierung der mit dem Engpassmanagement verbundenen Kosten. 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 unter Berücksichtigung freiwerdender Personalkapazitäten ein jährlicher Mehrbedarf an Personalkosten in Höhe von insgesamt 638 664 Euro entsteht.

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

Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung¹⁾

Vom ...

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

Artikel 1

Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Das Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 14. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 161) geändert worden ist, wird wie folgt geändert

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:

a) 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“.

b) Die Angabe zu § 14 wird wie folgt gefasst:

„§ 14 Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen; Festlegungskompetenz“.

c) Die Angabe zu § 17a wird wie folgt gefasst:

„§ 17a Unverbindliche Netzanschlussauskunft“.

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

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

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

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 vom 31. Oktober 2023); der Umsetzung 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 Umsetzung der Richtlinie 2024/... (EU) des europäischen Parlaments und des Rates vom ... 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) 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 vom 17. April 2024).

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

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

- g) Nach der Angabe zu § 42b wird folgende Angabe eingefügt:

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

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

2. § 3 wird wie folgt geändert:

- a) In Nummer 15c werden die Wörter „oder Stromlieferant“ durch die Wörter „Stromlieferant oder Wasserstofflieferant,“ ersetzt.

- b) Nach Nummer 19 wird folgende Nummer 19a eingefügt:

„19a. Festpreisvertrag

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

- c) Die bisherigen Nummern 19a bis 19d werden zu den Nummern 19b bis 19e.

- d) Nach Nummer 39 wird folgende neue Nummer 39a eingefügt:

„39a. Wasserstofflieferant

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

- e) Die bisherigen Nummern 39a bis 39c werden die Nummern 39b bis 39d.

3. § 4b wird wie folgt geändert:

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

- b) In Absatz 3 werden die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“ jeweils 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 Sätze 3 und 4 wird das Wort „Energie“ jeweils durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

5. In § 5 wird nach Absatz 4 folgender Absatz 4a eingefügt:

„(4a) Energielieferanten müssen angemessene Absicherungsstrategien entwickeln und einhalten, 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. Die Bundesnetzagentur kann die Vorlage und Anpassung der Absicherungsstrategien nach Satz 1 und die Maßnahmen nach Satz 2 jederzeit verlangen. Die Abfrage nach Satz 3 kann auch im Rahmen des Monitorings nach § 35 erfolgen.“

6. In § 7c Absatz 3 Satz 1 werden das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ und werden die Wörter „Verkehr und digitale Infrastruktur“ durch die Wörter „Digitales und Verkehr“ ersetzt.
7. § 11 Absatz 3 wird wie folgt geändert:
 - a) In Satz 1 werden nach dem Wort „Rechtsverhältnissen“ die Wörter „nach § 17 Absatz 3 oder § 18 Absatz 3“ eingefügt.
 - b) Nach Satz 1 wird folgender Satz 2 eingefügt:

„Die Bundesregierung wird ferner 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.“
 - c) Der neue Satz 3 wird wie folgt gefasst:

„In Rechtsverordnungen nach Satz 1 oder Satz 2 kann die Haftung auf vorsätzliche oder grob fahrlässige Verursachung beschränkt und der Höhe nach begrenzt werden.“
8. § 12 wird wie folgt geändert:
 - a) In Absatz 5a wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
 - b) In Absatz 7 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
9. In § 12f Absatz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
10. In § 13e Absatz 5 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
11. In § 13h Absatz 1 wird in dem Satzteil vor der Nummerierung das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
12. Nach § 13k wird folgender § 13l eingefügt:

„§ 13l

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

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

1. die Stilllegung dieser Erzeugungsanlage 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,
2. die Gefährdung oder Störung nach Nummer 1 nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann und
 - a) der Betreiber dieser Erzeugungsanlage deren endgültige Stilllegung nach § 13b Absatz 1 Satz 1 in Verbindung mit § 13b Absatz 3 Satz 2 angezeigt hat oder
 - b) die Erzeugungsanlage eine Steinkohleanlage oder eine Braunkohle-Kleinanlage nach § 43 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 in Verbindung mit § 13b Absatz 1 und Absatz 3 Satz 2 oder § 37 Absatz 2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes in Verbindung mit § 13b Absatz 1 und Absatz 3 Satz 2 endgültig stillgelegt werden soll,
3. die Umrüstung und der Betrieb des Betriebsmittels den Zwecken des § 1 Absatz 1 und 2 entsprechen und
4. die Bundesnetzagentur das Umrüstungsverlangen zuvor nach Absatz 3 genehmigt hat.

(2) Der Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung kann vom Betreiber einer in seiner Regelzone liegenden Erzeugungsanlage mit einer Nennleistung von 50 Megawatt oder mehr zusätzlich zu der Umrüstung nach Absatz 1 verlangen, dass diese Erzeugungsanlage so umgerüstet wird, dass sie neben den in Absatz 1 genannten Systemsicherheitsmaßnahmen auch Trägheit der lokalen Netzstabilität bereitstellen kann (erweitertes Umrüstungsverlangen), wenn

1. die in Absatz 1 Nummer 1 bis 3 aufgeführten Voraussetzungen vorliegen,
2. zusätzlich an dem Standort der Erzeugungsanlage auch ein entsprechender Bedarf für die Bereitstellung von Trägheit der lokalen Netzstabilität besteht 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 in Textform einen mit einer Begründung versehenen Antrag auf Genehmigung des Umrüstungsverlangens und übermittelt dem Betreiber der Erzeugungsanlage unverzüglich eine Kopie des Antrages in Textform. In dem Antrag muss nachgewiesen werden, dass die Voraussetzungen nach Absatz 1 Nummer 1 bis 3 erfüllt sind. Für die Begründung der Notwendigkeit des Umrüstungsverlangens soll der Antragsteller insbesondere die Systemanalyse oder die Langfristanalyse der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung nach § 3 Absatz 2 der Netzreserveverordnung, der Bericht der Bundesnetzagentur nach § 3 Absatz 1 der Netzreserveverordnung oder der

Systemstabilitätsbericht der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung nach § 12i heranziehen. Die Bundesnetzagentur genehmigt den Antrag, wenn die in Absatz 1 genannten Voraussetzungen erfüllt sind. 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 eine Kopie der Genehmigung in Textform durch die Bundesnetzagentur. Die Sätze 1 bis 5 sind entsprechend auf ein erweitertes Umrüstungsverlangen nach Absatz 2 anzuwenden, mit der Maßgabe, dass die Erfüllung der Voraussetzungen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 bis 3 nachzuweisen ist.

(4) Die Umrüstung nach den Absätzen 1 und 2 sowie der Betrieb der umgerüsteten Erzeugungsanlage 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. Die nach den Absätzen 1 oder 2 umgerüstete Erzeugungsanlage 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 der Umrüstung 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 1 Satz 2. Nach der Beendigung der Verpflichtung nach Absatz 3 ist § 13c Absatz 4 Satz 2 und 3 entsprechend anzuwenden. Unbeschadet der gesetzlichen Verpflichtungen erfolgt auf Grundlage der anlagenspezifischen Kostenstruktur die Kostenerstattung sowie Vergütung der Anlagen und deren Umrüstung sowie der Betrieb auf 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 zum Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes genannten Braunkohleanlagen. § 42 Absatz 3 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes bleibt dabei unberührt.“

13. § 14 wird wie folgt geändert:

- a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„§ 14

Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen; Festlegungskompetenz“.

- b) In Absatz 1 Satz 1 werden nach dem Wort „gelten“ die Wörter „mit Ausnahme von § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2“ eingefügt.
- c) Die Absätze 1a und 1b werden wie folgt gefasst:

„(1a) Die Regulierungsbehörde regelt erstmals zum [1.7.2025] durch eine befristete Festlegung nach § 29 Absatz 1, unter welchen Voraussetzungen § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2 für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen vor dem [31. Dezember 2031] Anwendung findet und ob der Anspruch auf angemessenen Aufwendersatz nach Absatz 1b entfällt. Die Regulierungsbehörde kann die Regelung insbesondere auf bestimmte Netzebenen, Anlagenarten und -größen sowie Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen beschränken, von der Zustimmung der Betreiber vorgelagerter Elektrizitätsversorgungsnetze oder anderer Beteiligter Abhängig machen. § 13j Absatz 5 Nummer 3 gilt entsprechend. Die Regulierungsbehörde kann für diesen Fall ferner einen bilanziellen Ausgleich für die Umsetzung von Anforderungen nach Absatz 1c vorschreiben.

(1b) § 13a Absatz 2 ist für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass der Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie als Bestandteil des finanziellen Ausgleichs einen angemessenen Aufwendersatz für den bilanziellen Ausgleich der Maßnahme des Verteilernetzbetreibers erhält. Wirtschaftliche Vorteile, die im Zusammenhang mit dem bilanziellen Ausgleich entstehen, erstattet der Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes. Die Regulierungsbehörde trifft durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen zur Höhe des angemessenen Aufwendersatzes und der Bestimmung der wirtschaftlichen Vorteile. Sie gibt insbesondere pauschale Bestimmungsmethoden, Maßgaben für eine effiziente Bewirtschaftung sowie negative Anreize bei einer ineffizienten Bewirtschaftung vor. Dieser Absatz ist nicht anzuwenden, wenn der Strom nach § 57 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vermarktet wird. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz evaluiert zum 1. Juli 2027 die Umsetzung und Wirkung der Maßgaben und Anreize nach Satz 4.“

d) Absatz 1c wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden nach den Wörtern „dabei sind“ die Wörter „der Absatz 1a sowie“ und nach den Wörtern „die §§ 12 und 13 bis 13c“ die Wörter „mit Ausnahme von § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2,“ eingefügt.

bb) In Satz 2 werden die Wörter „bilanziellen und“ gestrichen.

cc) Satz 3 wird gestrichen.

14. In § 14e wird nach Absatz 2a folgender Absatz 2b eingefügt:

„(2b) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben spätestens zum Ablauf des ... [einsetzen: Datum des Tags zwei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] sicherzustellen, dass ein Netzan schlusssuchender über die gemeinsame Internetplattform auf die Internetseite des zuständigen Netzbetreibers gelangen kann, um dort eine unverbindliche Netzan schlussauskunft nach § 17a zu erhalten.“

15. In § 15c Absatz 2 wird nach Satz 1 folgender Satz 2 eingefügt:

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

16. Dem § 17 werden folgende Absätze 5 bis 7 angefügt:

„(5) Geht bei einem Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes ein Begehren auf Anschluss einer Erzeugungsanlage, ein Begehren auf Anschluss eines

Letztverbrauchers und von diesem in seiner Kundenanlage betriebener Anlage, ein Begehren auf Anschluss eines Ladepunktes für Elektromobile sowie ein Begehren auf Anschluss einer Anlage zur Speicherung elektrischer Energie an das Elektrizitätsversorgungsnetz, jeweils einschließlich eines Begehrens auf Änderung oder Erweiterung eines Anschlusses, ein, hat der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes dem Anschlussbegehrenden spätestens innerhalb von drei Monaten nach Eingang des Begehrens klare und transparente Informationen über den Status und die weitere Bearbeitung des Begehrens zur Verfügung zu stellen. Sofern zu diesem Zeitpunkt kein endgültiges Ergebnis mitgeteilt werden kann, hat der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes die Informationen alle drei Monate zu aktualisieren. Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat die Möglichkeit zur Verfügung zu stellen, Begehren nach Satz 1 und zugehörige Dokumente ausschließlich über seine Internetseite oder durch andere geeignete elektronische Medien zu übermitteln. Für den Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes besteht die Verpflichtung nach Satz 1 nur bis das Verfahren nach Absatz 6 zur Anwendung kommt. Regelungen einer aufgrund von Absatz 3 erlassenen Rechtsverordnung sowie die Regelungen zum Netzanschluss des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes bleiben unberührt.

(6) Ab dem 1. Januar 2026 sind für ein Begehren auf Anschluss einer Erzeugungsanlage, für ein Begehren auf Anschluss eines Letztverbrauchers und von diesem in seiner Kundenanlage betriebener Anlagen, für ein Begehren auf Anschluss eines Ladepunktes für Elektromobile sowie für ein Begehren auf Anschluss einer Anlage zur Speicherung elektrischer Energie an das Elektrizitätsverteilernetz, jeweils einschließlich eines Begehrens auf Änderung eines Anschlusses, die Sätze 2 bis 15 anzuwenden. Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat auf seiner Internetseite die folgenden allgemeinen Informationen zur Verfügung zu stellen:

1. In welchen Arbeitsschritten ein Netzanschlussbegehren bearbeitet wird, und
2. die Angabe, welche Informationen Anschlussbegehrende aus ihrem Verantwortungsbereich dem Netzbetreiber für ein Netzanschlussbegehren der jeweiligen Anlagenart übermitteln müssen.

Stellt ein Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes auf seiner Internetseite eine Plattform zur Verfügung, über die Netzanschlussbegehren übermittelt werden können, ist der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes ab dem 1. Januar 2027 berechtigt, die Übermittlung des Anschlussbegehrens auf diesem Weg zu verlangen. Hierauf hat er im Rahmen der allgemeinen Informationen nach Satz 2 hinzuweisen. Nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes dem Anschlussbegehrenden unverzüglich eine Eingangsbestätigung in Textform zu übermitteln. Der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes hat das Ergebnis seiner Prüfung des Netzanschlussbegehrens, einschließlich des Ergebnisses der Netzverträglichkeitsprüfung, dem Anschlussbegehrenden innerhalb von acht Wochen nach Eingang des Netzanschlussbegehrens mitzuteilen. Mit der Mitteilung nach Satz 6 hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes einen Zeitplan zu Herstellung, Änderung oder Erweiterung des Netzanschlusses zu übermitteln, wobei im Fall des Absatzes 2 Satz 3 auch die Mitteilung des Zeitbedarfs für die erforderlichen Maßnahmen verlangt werden kann. Soweit Informationen nach Satz 2 Nummer 2 fehlen 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 Anschlussbegehrenden nachzufordern. Die Frist nach Satz 6 beginnt in diesem Fall erneut mit dem Eingang der nachgeforderten Informationen bei dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes. Auf den Eingang der nachgeforderten Informationen ist Satz 5 entsprechend anzuwenden. Sind die seitens des Anschlussbegehrenden nachgereichten Informationen nicht vollständig, hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes hierauf innerhalb von zwei Wochen hinzuweisen. Die Frist nach Satz 6 beginnt in diesem Fall jeweils erneut mit dem Eingang der

nachgeforderten Informationen bei dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes. Der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes hat dem Anschlussbegehrenden den Eingang der Informationen nach Satz 12 unverzüglich in Textform zu bestätigen. Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stimmen bis zum 1. Januar 2026 untereinander einheitliche Formate und Anforderungen an Inhalte der nach Satz 2 Nummer 2 bereitzustellenden Angaben sowie der Mitteilung nach Satz 6 ab. Regelungen einer aufgrund von 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.

(7) Ist in allgemeinen technischen Mindestanforderungen nach § 19 Absatz 4 oder in technischen Anschlussbedingungen nach § 19 Absatz 1 für die Prüfung von Netzanschlussbegehren eine kürzere Frist als acht Wochen vorgesehen, so tritt diese Frist an die Stelle der in Absatz 6 Satz 6 geregelten Frist. Ist die in allgemeinen technischen Mindestanforderungen nach § 19 Absatz 4 oder in technischen Anschlussbedingungen nach § 19 Absatz 1 vorgesehene Frist kürzer als zwei Wochen, so tritt diese Frist zusätzlich auch an die Stelle der in Absatz 6 Satz 8 und 11 geregelten Frist.“

17. § 17a wird wie folgt gefasst:

„§ 17a

Unverbindliche Netzanschlusssauskunft

(1) Der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes hat verfügbare und reservierte Netzanschlusskapazitäten nach Maßgabe der Sätze 2 bis 5 auf seiner Internetseite zu veröffentlichen und monatlich zu aktualisieren. Die Veröffentlichung nach Satz 1 hat für die Umspannebene von Höchstspannung zu Hochspannung sowie für die Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung zu erfolgen. Auf die tatsächliche Verfügbarkeit der veröffentlichten Netzanschlusskapazitäten besteht kein Rechtsanspruch. Der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes hat auf seiner Internetseite allgemeine Informationen zu den für die Berechnung der Netzanschlusskapazität verwendeten Kriterien bereitzustellen. Für den Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes besteht die Verpflichtung nach den Sätzen 1 bis 4 nur bis ein elektronisches Verfahren nach Absatz 2 zur Verfügung gestellt wird.

(2) Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat bis zum Ablauf des ... [einsetzen: Datum des Tags zwei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] ein über seine Internetseite erreichbares elektronisches Verfahren zur Verfügung zu stellen, über das Netzanschlusssuchende unmittelbar eine unverbindliche Auskunft für den Netzanschluss in der Mittelspannungsebene einschließlich der Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung und der Umspannebene von Mittelspannung zu Niederspannung nach den Sätzen 2 bis 5 erteilt wird. Die Auskunft nach Satz 1 ist für den Anschluss von Erzeugungsanlagen, den Anschluss von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und den Anschluss von Verbrauchseinrichtungen, jeweils mit einer Nennleistung von mindestens 135 Kilowatt, zu erteilen. Dabei ist nach Angabe des Vorhabens nach Satz 2, der Nennleistung und des Standorts eine Prognose zu erstellen, insbesondere über

1. den in der Luftlinie am kürzesten entfernt liegenden Netzverknüpfungspunkt, der auch im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und ohne Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung verfügt,

2. näher gelegene Netzverknüpfungspunkte, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet sind, aber aufgrund bereits reservierter Netzanschlusskapazität nicht über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung verfügen, unter Angabe der reservierten Kapazität und der zum Zeitpunkt der Prognose verbleibenden Reservierungsdauer,
3. weiter entfernt liegende Netzverknüpfungspunkte, die im Hinblick auf die Spannungsebenen geeignet sind und über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung verfügen, sowie
4. Netzverknüpfungspunkte, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet sind und über ausreichend Netzanschlusskapazität verfügen, aber erst nach Abschluss geplanter Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen verfügbar werden, insbesondere von Maßnahmen nach § 14d Absatz 4 Satz 1 Nummer 4, unter Angabe des voraussichtlichen Datums ihrer Verfügbarkeit.

Bei der Prognose nach Satz 3 ist eine Schätzung der voraussichtlichen Kosten für die Anbindungsleitung anzugeben, die insbesondere in Abhängigkeit von der Entfernung zu den nach Satz 3 Nummer 1 bis Nummer 4 ermittelten Netzverknüpfungspunkten pauschaliert erfolgen kann. Auf die tatsächliche Verfügbarkeit der im Rahmen der Prognose nach Satz 3 ermittelten Netzverknüpfungspunkte sowie auf die Höhe der nach Satz 4 geschätzten voraussichtlichen Kosten besteht kein Rechtsanspruch.

(3) Die Angaben nach Absatz 2 Satz 3 müssen sowohl über eine geografische Karte als auch über eine Programmierschnittstelle, die die gleichzeitige Abfrage mehrerer Anlagenstandorte und Nennleistungen erlaubt, erfolgen können. Erfolgen die Angaben des Netzanwiesuchenden nach Absatz 2 Satz 3 über eine Programmierschnittstelle, so hat die Übermittlung der Auskunft des Betreibers des Elektrizitätsverteilernetzes nach Satz 1 ebenfalls über eine Programmierschnittstelle zu erfolgen. Die der Prognose nach Absatz 2 Satz 3 zugrundeliegenden Daten sind regelmäßig, mindestens jedoch monatlich, zu aktualisieren. Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat 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) Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat auf seiner Internetseite allgemeine Informationen zu den für die Berechnung der Netzanschlusskapazität verwendeten Kriterien bereitzustellen. Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat die Inbetriebnahme der Auskunftsmöglichkeit nach Absatz 2 Satz 1 der Bundesnetzagentur mitzuteilen. Die Bundesnetzagentur kann Vorgaben zu Form und Inhalt der Mitteilung nach Satz 2 machen

(5) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stimmen bis zur Inbetriebnahme der Auskunftsmöglichkeit nach Absatz 2 untereinander einheitliche Formate und Inhalte der Prognose nach Absatz 2 Satz 3, der Kostenschätzung nach Absatz 2 Satz 4 sowie der Programmierschnittstellen nach Absatz 3 Satz 1 und 2 ab.“

18. In § 18 werden nach Absatz 3 folgende Absätze 4 und 5 eingefügt:

„(4) § 17 Absatz 5 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, für die Erweiterung oder Änderung der Kundenanlage oder für die Verwendung zusätzlicher Verbrauchsgeräte vorsieht.

(5) § 17 Absatz 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, für die Erweiterung oder Änderung der Kundenanlage oder für die 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 § 17 Absatz 6 Satz 6 geregelten Frist. Ist die in einer nach Absatz 3 erlassenen Rechtsverordnung vorgesehene Frist kürzer als zwei Wochen, so tritt diese Frist zusätzlich auch an die Stelle der in Absatz 6 Satz 8 und 11 geregelten Frist. § 17 Absatz 7 ist entsprechend anzuwenden.“

19. § 19a wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1 Satz 4 werden nach dem Wort „Gasnetzzugangsverordnung“ die Wörter „in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung“ eingefügt.
- b) Absatz 3 wird wie folgt geändert:
 - aa) In Satz 6 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
 - bb) In Satz 7 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

20. § 20 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1a Satz 4 werden nach dem Wort „Netzzugangs“ die Wörter „einschließlich massengeschäftstauglicher Abrechnungs- und Kommunikationssysteme“ eingefügt.
- 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“ ergänzt.
 - 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 Zählplananordnungen und Verrechnungskonzepten“.
- c) In Absatz 4 Satz 2 Nummer 2 wird das Wort „sowie“ gestrichen und werden nach dem Wort „Auspreisemeldungen“ die Wörter „sowie zur bundesweit standardisierten massengeschäftstauglichen Abwicklung des Netzzugangs; dabei kann sie standardisierte Lastprofile für einzelne Gruppen von Letztverbrauchern vorsehen“ eingefügt.

21. § 20a wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 2 Satz 4 wird das Wort „Stromlieferantenwechsels“ durch das Wort „Energieteilnehmerwechsels“ ersetzt.
- b) In Absatz 3 wird folgender Satz angefügt:

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

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

„§ 20b

Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs; Festlegungs-
kompetenz

(1) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, ab dem 1. Juli 2025 zu den in den folgenden Absätzen genannten Zwecken eine gemeinsame und bundesweit einheitliche Internetplattform zu errichten und zu betreiben.

(2) Spätestens ab dem 1. Juli 2026 ist über die Internetplattform nach Absatz 1 Anschlussnehmern, Anschlussnutzern sowie den 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 Abbestellung von Zählpunktanordnungen hinter einem Netzanschluss,
2. die erstmalige Bestellung, die Änderung oder Abbestellung von Verrechnungskonzepten hinter einem Netzanschluss und
3. die Registrierung von Vereinbarungen nach § 42c.

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

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

23. 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.

24. § 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 Abschlügen berücksichtigt werden kann,“.

25. 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.

26. In § 23c werden nach Absatz 3 folgende Absätze 3a bis 3c eingefügt:

„(3a) Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, folgende Daten und Informationen auf einer gemeinsamen Internetseite bereit zu stellen und mindestens stündlich zu aktualisieren:

1. den Anteil erneuerbarer Energien an der in der Stromgebotszone transportierten Elektrizität in Prozent;
2. den Gehalt an Treibhausgasemissionen an der in der Stromgebotszone transportierten Elektrizität in Kilogramm Kohlendioxid pro Kilowattstunde sowie
3. eine 24-Stunden-Prognose zur Entwicklung der Daten und Informationen nach Nummern 1 und 2.

(3b) Die Bereitstellung der Daten und Informationen hat in einem zwischen den Betreibern von Übertragungsnetzen abgestimmten Datenformat und auf Basis zwischen den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmten Datensätze zu erfolgen. Dabei ist zu gewährleisten, dass die bereitgestellten Daten und Informationen Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, Marktteilnehmern, Aggregatoren und Letztverbrauchern diskriminierungsfrei zugänglich sind. Die Übertragungsnetzbetreiber haben dabei zu gewährleisten, dass die Daten durch elektronische Kommunikationssysteme über eine einheitliche Programmierschnittstelle automatisiert ausgelesen werden können, dies gilt insbesondere für

1. intelligente Messsysteme, unter Beachtung der Vorgaben in Schutzprofilen und in Technischen Richtlinien nach dem Messstellenbetriebsgesetz,
2. Ladepunkte für Elektrofahrzeuge,
3. Wärme- und Kälteversorgungssysteme sowie
4. Gebäudemanagementsysteme.

(3c) Die Betreiber von Verteilernetzen sind verpflichtet, anonymisierte und aggregierte Daten über die Möglichkeiten der Laststeuerung sowie die von Eigenversorgern und Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften aus erneuerbaren Energien erzeugte und in das Netz eingespeiste Elektrizität zur Verfügung stellen, soweit diese Daten den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen vorliegen.“

27. In § 23d werden die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“ durch die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz“ ersetzt.
28. In § 25 Satz 4 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
29. In § 27 Absatz 1 Satz 5 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
30. In § 28 Absatz 4 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
31. § 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“ ersetzt.
32. In § 37 Absatz 3 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
33. § 39 wird wie folgt geändert:

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

34. § 40 wird wie folgt geändert:

- a) In der Überschrift werden die Wörter „Strom- und Gasrechnungen“ durch das Wort „Energierrechnungen“ ersetzt.
- b) In Absatz 2 wird nach Satz 1 folgender Satz 2 eingefügt:
„Dabei ist insbesondere auf den Verbrauch des Letztverbrauchers im vorangegangenen Abrechnungszeitraum oder auf den Verbrauch eines vergleichbaren Letztverbrauchers abzustellen.“
- c) In Absatz 3 wird das Wort „Energienlieferanten“ durch die Wörter „Strom- und Gaslieferanten“ ersetzt.

35. In der Überschrift des § 40a werden die Wörter „Strom- und Gasrechnungen“ durch das Wort „Energierrechnungen“ ersetzt.

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

37. § 40c wird wie folgt geändert:

- a) In der Überschrift werden die Wörter „Strom- und Gasrechnungen“ durch das Wort „Energierrechnungen“ ersetzt.
- b) In Absatz 2 Satz 2 wird das Wort „Stromabrechnung“ durch das Wort „Abrechnung“ ersetzt.

38. § 41 wird wie folgt geändert:

- a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:
 - aa) Satz 1 Nummer 1 wird wie folgt gefasst:

„1. den Namen, die ladungsfähige Anschrift des Energielieferanten und das zuständige Registergericht sowie Angaben, die eine unverzügliche telefonische und elektronische Kontaktaufnahme ermöglichen, einschließlich der Adresse der elektronischen Post und einer Telefonnummer der Kunden-Hotline,“.

- bb) Satz 1 Nummer 5 wird wie folgt gefasst:

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

- cc) Nach Satz 2 werden folgende Sätze eingefügt:

„Bei gebündelten Angeboten sind Letztverbraucher berechtigt, einzelne Vertragsbestandteile separat zu kündigen. Informationen über den Energielieferanten und den Anbieter von Dienstleistungen sowie der Preis der

gebündelten Angebote sind vor Vertragsabschluss für den Letztverbraucher zur Verfügung zu stellen.“

- b) In Absatz 6 wird nach der Angabe „§ 40 Absatz 3 Nummer 3“ das Wort „oder“ durch das Wort „bis“ ersetzt.

39. § 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 gestrichen.
- c) Es werden folgende Absätze 4, 5 und 6 angefügt:

„(4) Stromlieferanten, die zum 31. Dezember eines Jahres mehr als 200 000 Letztverbraucher beliefern, sind im Folgejahr verpflichtet, den Abschluss eines Stromliefervertrages auch als Festpreis anzubieten, der eine bindende Laufzeit von mindestens zwölf Monaten hat und einen festen Preis in Bezug auf den Versorgeranteil im Sinne des § 3 Nummer 35b für diese Laufzeit garantiert. Mehr- oder Minderbelastungen, in Bezug auf die Kostenbestandteile der in die Rechnung einfließenden Preise, die nicht den Versorgeranteil im Sinne des § 3 Nummer 35b betreffen, dürfen während der Laufzeit des Vertrages nach Satz 1 weitergegeben werden. Im Falle einer Weitergabe der Änderungen von Kostenbelastungen nach Satz 2 ist § 41 Absatz 5 Satz 4 nicht anwendbar. Der Stromlieferant darf den Vertrag nach Satz 1 während der vereinbarten Laufzeit nicht einseitig ändern und im Grundsatz frühestens zum Ablauf der Vertragslaufzeit kündigen.

(5) Abweichend von Absatz 4 sind Stromlieferanten nicht verpflichtet, den Abschluss eines Stromliefervertrages nach Absatz 4 anzubieten, sofern der Stromlieferant nur Verträge mit dynamischen Stromtarifen anbietet.

(6) Vor dem Abschluss oder der Verlängerung eines Vertrages nach den Absätzen 2 oder 4 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 4 handelt und welche Vor- und Nachteile mit der jeweiligen 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, Nummer 4, Nummer 8, Nummern 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 die Vor- und Nachteile der Verträge nach Absatz 2 und Absatz 4 Satz 1 umfassend zu unterrichten sowie Informationen über den Einbau eines intelligenten Messsystems im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes anzubieten.“

40. 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.

41. In der Überschrift von § 41c wird das Wort „Energielieferungen“ durch das Wort „Stromlieferungen“ ersetzt.

42. Nach § 41e wird folgender § 41f eingefügt:

„§ 41f

Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung bei Haushaltskunden

(1) Bei der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung des 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. Der Energielieferant kann mit der Mahnung zugleich die Unterbrechung der Energieversorgung androhen, sofern die Folgen einer Unterbrechung nicht außer Verhältnis zur Schwere der Zuwiderhandlung stehen oder der Haushaltskunde darlegt, dass hinreichende Aussicht besteht, dass er seinen Zahlungsverpflichtungen nachkommt. Im Falle einer Androhung nach Satz 1 hat der Energielieferant den Haushaltskunden einfach und verständlich zu informieren, wie er dem Energielieferanten das Vorliegen von Voraussetzungen nach Absatz 2 in Textform mitteilen kann. Der Energielieferant hat 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 infolge der Unterbrechung eine konkrete Gefahr für Leib oder Leben der dadurch Betroffenen zu besorgen ist. Der Energielieferant hat den Haushaltskunden mit der Androhung der Unterbrechung über die Möglichkeit zu informieren, Gründe für eine Unverhältnismäßigkeit der Unterbrechung, insbesondere eine Gefahr für Leib und Leben, in Textform mitzuteilen und auf Verlangen des Energielieferanten glaubhaft zu machen.

(3) Der Energielieferant darf eine Unterbrechung wegen Zahlungsverzugs nur durchführen lassen, wenn der Haushaltskunde nach Abzug etwaiger Anzahlungen in Verzug ist

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

Der Zahlungsverzug des Haushaltskunden muss 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 Energielieferanten und Haushaltskunde noch nicht fällig sind oder die aus einer streitigen und noch nicht rechtskräftig entschiedenen Preiserhöhung des Energielieferanten resultieren.

(4) Der Energielieferant ist verpflichtet, den betroffenen Haushaltskunden mit der Androhung einer Unterbrechung der Energielieferung 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. örtliche Hilfsangebote zur Abwendung einer Versorgungsunterbrechung wegen Nichtzahlung,
2. Vorauszahlungssysteme,
3. Informationen zu Energieaudits und zu Energieberatungsdiensten und
4. Hinweise auf staatliche Unterstützungsmöglichkeiten der sozialen Mindestsicherung und bei welcher Behörde diese beantragt werden können oder auf eine anerkannte Schuldner- und Verbraucherberatung.

[Ergänzend ist auf die Pflicht des Energielieferanten nach Absatz 6 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 der Haushaltskunde die Übersendung einer Abwendungsvereinbarung anfordern kann.]

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

(6) [Der betroffene Haushaltskunde ist ab dem Erhalt einer Androhung der Unterbrechung nach Absatz 2 Satz 1 berechtigt, von dem Energielieferanten die Übermittlung des Angebots für eine Abwendungsvereinbarung zu verlangen. Der Energielieferant ist verpflichtet, dem betroffenen Haushaltskunden im Falle eines Verlangens nach Satz 2 innerhalb einer Woche und ansonsten spätestens mit der Ankündigung einer Unterbrechung der Energielieferung nach Absatz 5 zugleich in Textform den Abschluss einer Abwendungsvereinbarung anzubieten. Das Angebot für die Abwendungsvereinbarung hat zu beinhalten

1. eine Vereinbarung über zinsfreie monatliche Ratenzahlungen zur Tilgung der nach Absatz 3 ermittelten Zahlungsrückstände sowie

2. eine Verpflichtung des Energielieferanten zur Weiterversorgung nach Maßgabe der mit dem Haushaltskunden vereinbarten Vertragsbedingungen, solange der Kunde seine laufenden Zahlungsverpflichtungen erfüllt, und
3. allgemein verständliche Erläuterungen der Vorgaben für Abwendungsvereinbarungen.

Unabhängig vom gesetzlichen Widerrufsrecht des Haushaltskunden darf nicht ausgeschlossen werden, dass er 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 Energielieferanten sowie für den Haushaltskunden wirtschaftlich zumutbaren Zeitraum vollständig auszugleichen. Als in der Regel zumutbar ist je nach Höhe der Zahlungsrückstände ein Zeitraum von sechs bis 18 Monaten anzusehen. 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 vor Durchführung der Unterbrechung in Textform an, darf die Energielieferung durch den Energielieferanten nicht unterbrochen werden. Kommt der Haushaltskunde seinen Verpflichtungen aus der Abwendungsvereinbarung nicht nach, ist der Energielieferant berechtigt, die Energielieferung unter Beachtung des Absatzes 5 zu unterbrechen.]

(7) In einer Unterbrechungsandrohung nach Absatz 1 Satz 2 und in einer Ankündigung des Unterbrechungsbeginns nach Absatz 5 ist klar und verständlich sowie in hervorgehobener Weise auf den Grund der Unterbrechung sowie darauf hinzuweisen, welche voraussichtlichen Kosten dem Haushaltskunden infolge der Unterbrechung nach Absatz 1 Satz 1 und einer nachfolgenden Wiederherstellung der Energielieferung nach Absatz 8 in Rechnung gestellt werden können.

(8) Der Energielieferant hat die Energielieferung unverzüglich wiederherstellen zu lassen, sobald die Gründe für ihre Unterbrechung entfallen sind und der Haushaltskunde die Kosten der Unterbrechung und Wiederherstellung der Belieferung ersetzt hat. Die Kosten können für strukturell vergleichbare Fälle pauschal berechnet werden. Dabei muss die pauschale Berechnung 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.“

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

„§ 42c

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

(1) Letztverbraucher können eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zur gemeinsamen Nutzung oder eine Energiespeichereinrichtung, deren zwischengespeicherte Energie ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, nach Maßgabe der Absätze 2 bis 7 betreiben oder an einer Vereinbarung darüber teilnehmen, wenn

1. sie eine vertragliche Vereinbarung über die Lieferung von in der Anlage erzeugtem Strom mit anderen Letztverbrauchern (mitnutzende Letztverbraucher) getroffen haben,
2. der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie nicht Haupttätigkeit des die Anlage betreibenden oder mitnutzenden Letztverbrauchers ist,
3. sich die Anlage und die Verbrauchsstellen in demselben Gebiet befinden, in dem der Betreiber von Energieverteilernetzen nach Absatz 3 eine gemeinsame Nutzung zu ermöglichen hat, und
4. die Strombezugsmengen jedes mitnutzenden Letztverbrauchers sowie die Erzeugungsmenge der Anlage viertelstündlich gemessen werden können.

Abweichend von § 3 Nummer 25 sind Unternehmen nur dann Letztverbraucher im Sinne des Satzes 1, wenn es sich um Kleinunternehmen nach der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission vom 6. Mai 2003 betreffend die Definition der Kleinunternehmen (ABl. L 124 von 20.5.2003, S. 36) oder um kleine oder mittlere Unternehmen handelt.

(2) Die vertragliche Vereinbarung zur gemeinsamen Nutzung nach Absatz 1 Nummer 1 hat mindestens Folgendes zu regeln:

1. das Recht des mitnutzenden Letztverbrauchers zur Nutzung der elektrischen Energie, die durch die Anlagen erzeugt wurde, im Umfang des aufgrund eines Aufteilungsschlüssels ermittelten Anteils.
2. den in Nummer 1 bezeichneten Aufteilungsschlüssel und
3. Angaben, ob eine entgeltliche Gegenleistung für die Nutzung der elektrischen Energie durch den mitnutzenden Letztverbraucher an den Betreiber zu leisten ist sowie dessen Höhe in Cent pro Kilowattstunde.

(3) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stellen sicher, dass die gemeinsame Nutzung von Energie nach Absatz 1

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

ermöglicht wird. Dies ist auch im Rahmen der Vorgaben für den Netzzugang zu berücksichtigen.

(4) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zur gemeinsamen Nutzung nach Absatz 1 sind befugt, eine oder mehrere der folgenden Dienstleistungen an einen Dritten als Organisator zu übertragen, soweit sichergestellt ist, dass dieser die Dienstleistungen diskriminierungsfrei und transparent erbringt:

1. Dienstleistungen zur Erfüllung ihrer Pflichten nach § 20 und der auf der Grundlage des § 20 Absatz 2 erlassenen Festlegungen der Bundesnetzagentur 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 Flexibilitätsdienstleistungen, einschließlich Energiespeichereinrichtungen, deren zwischengespeicherte Energie ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt und die Teil der Vereinbarung zur gemeinsamen Nutzung sind,
3. Dienstleistungen im Zusammenhang mit dem Abschluss von Verträgen zur gemeinsamen Nutzung von Strom nach Absatz 1 einschließlich der Abrechnung mit den mitnutzenden Letztverbrauchern oder
4. Dienstleistungen im Zusammenhang mit der Installation und dem Betrieb der Anlage nach Absatz 1, einschließlich der Messung und Wartung.

Als Organisator können auch Dritte tätig sein, die nicht Letztverbraucher im Sinne dieser Vorschrift sind und die nicht die Voraussetzungen des Absatzes 1 Nummer 2 erfüllen.

(5) Der Betreiber der gemeinsam genutzten Anlage ist nicht verpflichtet, die umfassende Versorgung der mitnutzenden Letztverbraucher mit Strom sicherzustellen. Der Betreiber informiert den mitnutzenden Letztverbraucher bei Vertragsbeginn darüber, dass die gemeinsam genutzte Anlage den Strombedarf der mitnutzenden Letztverbraucher nicht vollständig und nicht jederzeit decken kann, sodass ein ergänzender Strombezug durch den mitnutzenden Letztverbraucher notwendig ist und dass die Kosten für den ergänzenden Strombezug über den durchschnittlichen Kosten eines Vertrages zur umfassenden Versorgung liegen können. Das Recht des Letztverbrauchers, für den ergänzenden Strombezug einen Vertrag seiner Wahl mit einem Lieferanten seiner Wahl abzuschließen, darf in der Vereinbarung zur gemeinsamen Nutzung nicht eingeschränkt werden. Der Betreiber informiert den mitnutzenden Letztverbraucher rechtzeitig, wenn die gemeinsam genutzte Anlage aus anderen als witterungs- oder tageszeitbedingten Gründen über einen erheblichen Zeitraum keine elektrische Energie erzeugt, und setzt den mitnutzenden Letztverbraucher in Kenntnis, wenn die Anlage ihren Betrieb wieder aufnimmt.

(6) Ein mitnutzender Letztverbraucher kann von seinem Stromlieferanten verlangen, dass auch Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte, die auf verbrauchte Strommengen im Rahmen einer Vereinbarung nach Absatz 1 anfallen, über den bestehenden Stromliefervertrag abgerechnet werden.

(7) Die Vorgaben der §§ 5 und 40 bis 42 sind nicht anzuwenden, wenn

1. ausschließlich Haushaltskunden mitnutzende Letztverbraucher nach Absatz 1 Nummer 1 sind und die Anlage nach Absatz 1 über eine installierte Leitung von nicht mehr als 30 Kilowatt verfügt oder
2. mehrere Haushaltskunden innerhalb eines Gebäudes mitnutzende Letztverbraucher nach Absatz 1 Nummer 1 sind und die Anlage nach Absatz 1 über eine installierte Leistung von höchstens 100 Kilowatt verfügt.

Satz 1 gilt nicht, soweit nach Absatz 3 Aufgaben an einen Dritten als Organisator übertragen wurden.“

44. § 43b Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) Nach Nummer 2 wird folgende Nummer 3 eingefügt:

- „3. bei Vorhaben im Sinne des § 43 Absatz 1 Nummer 1 bis 4, Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 bis 6, 10 und Satz 2 sowie Infrastrukturvorhaben nach § 1 Absatz

1 des Bundesbedarfsplangesetzes und des § 1 Absatz 2 des Energieleitungsausbaugesetzes wird bei 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 des Vorhabenträgers vermutet, dass sie zum Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung hinreichend aktuell sind, es sei denn

- a) die Daten sind zum Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung älter als 5 Jahre, oder
- b) der zuständigen Behörde liegen aufgrund von Stellungnahmen oder Einwendungen im Anhörungsverfahren oder eigener Erkenntnisse substantiierte 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 5 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.“

- b) Die bisherige Nummer 3 wird Nummer 4.

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

46. § 49a Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

„(3) Werden durch den Ausbau oder die Ertüchtigung, durch Umbeseilungen oder Zubeseilungen oder durch Änderungen des Betriebskonzepts eines Übertragungsnetzes oder durch den Seiltausch technische Infrastrukturen erstmals oder stärker elektromagnetisch beeinflusst, so haben der Übertragungsnetzbetreiber und der betroffene Betreiber technischer Infrastrukturen

- 1. Maßnahmen zur Reduzierung und Sicherung der auftretenden Beeinflussung zu prüfen,
- 2. die technisch und wirtschaftlich vorzugswürdige Lösung gemeinsam zu bestimmen und
- 3. die gemeinsam bestimmte Lösung in ihrem jeweiligen Verantwortungsbereich unverzüglich umzusetzen.

Wenn neue oder weitergehende technische Schutzmaßnahmen an den beeinflussten technischen Infrastrukturen erforderlich sind oder die Maßnahmen an den beeinflussten technischen Infrastrukturen den Maßnahmen am Übertragungsnetz wegen der Dauer der Umsetzung oder wegen der Wirtschaftlichkeit vorzuziehen sind, hat der Übertragungsnetzbetreiber dem Betreiber technischer Infrastrukturen die notwendigen Mehrkosten für die betrieblichen, organisatorischen und technischen Schutzmaßnahmen einschließlich der notwendigen, nachgewiesenen Kosten für Unterhaltung und Betrieb, einschließlich Wartung und Instandhaltung, für eine Dauer, die der zu erwartenden tatsächlichen Nutzungsdauer der technischen Schutzmaßnahme entspricht, längstens aber bis zum Ablauf des Jahres 2065 zu erstatten. § 3 des Bundesklimaschutzgesetzes bleibt unberührt. Die Erstattung der nachgewiesenen Kosten erfolgt vorbehaltlich der Sätze 6 bis 8 im Wege einer einmaligen Ersatzzahlung. Auf die zu erstattenden

Anschaffungs- und Herstellungskosten gemäß § 255 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 in Textform gegenüber diesem die unbedingte Freigabe zur Inbetriebnahme der Maßnahmen nach Satz 1 erklärt. Abweichend von Satz 4 kann ein Betreiber technischer Infrastrukturen, die auf einer Gesamtlänge von mindestens 35 Kilometern von einer elektromagnetischen Beeinflussung nach Absatz 1 betroffen sind, notwendige, nachgewiesene Mehrkosten für Unterhaltung und Betrieb, einschließlich Wartung und Instandhaltung, der technischen Schutzanlagen und der betroffenen Infrastrukturen nach Wahl auch durch jährlichen Nachweis gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber geltend machen. Alternativ können auf Verlangen des betroffenen Betreibers technischer Infrastrukturen auch angemessene Pauschalen vereinbart werden. Die notwendigen Wartungs- und Instandhaltungskosten von 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 Infrastruktur zugeordnet. Ein weitergehender Ersatzanspruch gegen den Übertragungsnetzbetreiber ist ausgeschlossen. Wird erst nach der Durchführung einer Maßnahme zum Ausbau oder zur Ertüchtigung, zu Umbeseilungen oder Zubeseilungen 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.“

47. 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 13.07.2022 V1), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 29. September 2022 (Banz AT 30.09.2022 V1) geändert worden ist,“ gestrichen.
48. In § 50 werden die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“ durch die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz“ ersetzt.
49. § 51 wird wie folgt geändert:
 - a) In Absatz 1 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
 - b) In Absatz 5 wird das Wort „Energie“ jeweils durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
50. In § 51a Absatz 1 Satz 3 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
51. In § 53 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
52. In § 54 Absatz 2 Satz 1 Nummer 5 wird die Angabe „§ 14 Absatz 1“ gestrichen.
53. In § 57 Absatz 3 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
54. § 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“ und werden nach dem Wort „Bundeskartellamt,“ die Wörter „dem Bundeszentralamt für Steuern“ eingefügt.
 - b) In Absatz 2 Satz 1 werden nach dem Wort „Börsenaufsichtsbehörden“ die Wörter „, dem Bundeszentralamt für Steuern“ eingefügt.
55. In § 59 Absatz 1 Satz 2 Nummer 7a werden nach der Angabe „§ 13k“ die Wörter „sowie § 13l Absatz 3“ eingefügt.

56. § 61 wird wie folgt geändert:

- a) In der Paragraphenbezeichnung wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
- b) Im Wortlaut wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

57. § 63 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1 Satz 2 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
- b) In Absatz 2 Sätze 2 und 6 wird das Wort „Energie“ jeweils durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
- c) In Absatz 2a Sätze 1 und 3 wird das Wort „Energie“ jeweils durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
- d) In Absatz 3 Satz 3 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

58. 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.

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

60. In § 91 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 8 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
- b) In Absatz 9 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

61. § 95 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1b werden nach den Wörtern „Energiegroßhandelsmarkts (ABl. L 326 vom 8.12.2011, S. 1)“ die Wörter „verstößt, indem er vorsätzlich oder leichtfertig“ eingefügt.
- b) Absatz 1d wird wie folgt geändert:

- aa) In Nummer 1 werden nach den Wörtern „sich nicht“ die Wörter „ordnungsgemäß oder vollständig“ und nach dem Wort „oder“ die Wörter „seine Daten bei Änderungen nicht entsprechend aktualisiert,“ eingefügt.

- bb) Nach Nummer 1 wird folgende Nummer 2 eingefügt:

- „2. entgegen Artikel 9 Absatz 1 Unterabsatz 1 der Verordnung (EU) 1227/2011 als Marktteilnehmer, der in einem Drittland niedergelassen oder ansässig ist und Geschäfte tätigt, die der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden gemäß Artikel 8 Absatz 1 der Verordnung (EU) 1227/2011 zu melden sind, keinen Vertreter benennt, der beauftragt ist, im Namen des Marktteilnehmers zu handeln oder diesen nicht entsprechend bevollmächtigt und mit den notwendigen Befugnissen und Mitteln ausstattet, um die Kooperation mit den nationalen Regulierungsbehörden gemäß Artikel 9 der Verordnung (EU) 1227/2011 sicherzustellen oder“.

- cc) Die bisherige Nummer 2 wird neue Nummer 3.

- c) In Absatz 2 Satz 1 werden nach den Wörtern „Nummer 4 und 5 Buchstabe b“ die Wörter „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 Mehrerlöse,“ und nach den Wörtern „sowie des Absatzes 1a Nummer 2“ die Wörter „und des Absatzes 1c Nummer 7 und 8 mit einer Geldbuße bis zu zehntausend Euro“ jeweils gestrichen und nach den Wörtern „und in den übrigen Fällen“ die Wörter „, mit Ausnahme der Absätze 1b bis 1d“ eingefügt.

- d) Nach Absatz 2 wird folgender Absatz 2a eingefügt:

„(2a) Die Ordnungswidrigkeit kann bei Verstößen gegen die Verordnung (EU) 1227/2011 wie folgt geahndet werden

1. in den Fällen der Absätze 1b und 1c Nummern 1 und 6 im Hinblick auf natürliche mit einer Geldbuße bis zu fünf Millionen Euro, im Hinblick auf juristische Personen mit einer Geldbuße in Höhe von bis zu 15 Prozent des jährlichen Gesamtumsatzes im vorangegangenen Geschäftsjahr,
2. in den Fällen des Absatzes 1c Nummern 2 bis 5 und Nummer 9 im Hinblick auf natürliche Personen mit einer Geldbuße bis zu einer Million Euro, im Hinblick auf juristische Personen mit einer Geldbuße in Höhe von bis zu zwei Prozent des jährlichen Gesamtumsatzes im vorangegangenen Geschäftsjahr und
3. in den Fällen des Absatzes 1c Nummern 7 und 8 sowie des Absatzes 1d im Hinblick auf natürliche Personen mit einer Geldbuße bis zu 500 000 Euro, im Hinblick auf juristische Personen mit einer Geldbuße in Höhe von bis zu einem Prozent des jährlichen Gesamtumsatzes im vorangegangenen Geschäftsjahr.

Der Betrag der Geldbuße darf im Hinblick auf natürliche Personen 20 % des Jahreseinkommens im vorangegangenen Kalenderjahr, im Hinblick auf juristische Personen 20 % des jährlichen Gesamtumsatzes im vorangegangenen Geschäftsjahr nicht überschreiten. Hat die natürliche oder die juristische Person direkt oder indirekt einen finanziellen Gewinn aus dem Verstoß gezogen, so entspricht die Geldbuße mindestens diesem Gewinn.“

62. § 111b Absatz 1 wird wie folgt geändert:

- a) Satz 1 wird wie folgt geändert:

aa) Das Wort „Versorgungsnetz“ wird durch die Wörter „Strom- oder Gasversorgungsnetz“ ersetzt.

bb) Die Wörter „Energie sowie die Messung der Energie“ werden durch die Wörter „Elektrizität oder Gas sowie deren Messung“ ersetzt.

- b) Satz 4 wird wie folgt geändert:

aa) Das Wort „Versorgungsnetz“ wird durch die Wörter „Strom- oder Gasversorgungsnetz“ ersetzt.

bb) Die Wörter „Energie sowie die Messung der Energie“ werden durch die Wörter „Elektrizität oder Gas sowie deren Messung“ ersetzt.

63. In § 111c Absatz 1 Satz 1 wird das Wort „Energieversorgungsnetzes“ durch die Wörter „Strom- oder Gasversorgungsnetzes“ ersetzt.

64. § 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) Nummer 2 Buchstabe d wird der Punkt am Ende durch ein Komma ersetzt.

cc) In Nummer 3 wird der Punkt am Ende durch ein Komma ersetzt.

dd) Folgende Nummer 4 wird angefügt:

„4. In der Wasserstoffwirtschaft insbesondere die Daten über Wasserstoffherzeugungsanlagen, Wasserstoffnetze und Wasserstoffspeichereinrichtungen sowie über deren Betreiber.“

65. § 111f wird wie folgt geändert:

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

b) In Nummer 2 Buchstabe b wird folgender Doppelbuchstabe ff angefügt:

„ff) 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, Wasserstoffherzeugungsanlagen, Wasserstoffspeichereinrichtungen, Wasserstoffverbrauchsanlagen und deren Betreiber“ ersetzt.

66. § 118 wird wie folgt geändert:

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

b) Es werden folgende Absätze 54 und 55 angefügt:

„(54) 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, finden § 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 Anwendung.“

(55) Betreiber von Wasserstofftransportnetzen, die 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 (Neufassung) (ABl. L vom 15. 7.2024) erhalten wollen, können bereits vor der Umsetzung der unionsrechtlichen Vorgaben dieser Richtlinie bei der Bundesnetzagentur einen entsprechenden Antrag auf Einleitung eines Zertifizierungsverfahrens stellen.“

67. § 118b wird wie folgt gefasst:

„§ 118b

(weggefallen)“.

Artikel 2

Weitere Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

§ 14 des Energiewirtschaftsgesetzes, das zuletzt durch Artikel 1 dieses Gesetzes geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In Absatz 1 Satz 1 werden die Wörter „mit Ausnahme von § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2“ gestrichen.
2. Absatz 1c wird wie folgt geändert:
 - a) In Satz 1 zweiter Halbsatz werden die Wörter „mit Ausnahme von § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2“ gestrichen.
 - b) In Satz 2 werden nach den Wörtern „Netzbetreiber auf“ die Wörter „bilanziellen und“ eingefügt.

Artikel 3

Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz

Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz 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, wird wie folgt geändert:

1. In § 9 Absatz 4 Satz 2 wird die Angabe „Satz 3“ durch die Angabe „Satz 4“ ersetzt.
2. In § 22 Absatz 7 Satz 1 werden nach dem Wort „Umweltverträglichkeitsprüfung“ die Wörter „oder nach § 73 Absatz 8 des Verwaltungsverfahrensgesetzes“ eingefügt.
3. In § 35 Absatz 6 werden die Wörter „bei der Antragstellung“ gestrichen.

Artikel 4

Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes

Die Anlage (zu § 1 Absatz 1) des Bundesbedarfsplangesetzes vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. 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“.
-----	--	---------------------

2. 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	–“.
-----	---	-----

3. Nummer 73 wird wie folgt gefasst:

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

4. Nummer 85 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	A1, G“.
-----	---	---------

	– Güstrow – Klein Rogahn/Stralendorf/War-sow/Holthusen/Schossin – Ämter Büchen/Breiten-felde/Schwarzenbek-Land	
--	--	--

5. Nummer 86 wird wie folgt gefasst:

„86	Höchstspannungsleitung Emden/Krummhörn – Bundesgrenze (NL); Drehstrom Nennspannung 380 kV	A2“.
-----	---	------

6. Nummer 87 wird wie folgt gefasst:

„87	Höchstspannungsleitungen Netzausbau und Verstärkung Ber-lin, Drehstrom, Nennspannung 380 kV mit den Bestandteilen – Höchstspannungsleitungen Punkt Biesdorf Süd – Wuhlheide – Thyrow – Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow – Schö-nefeld 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) – Reu-ter – Reuter, Teufelsbruch	A1, G A1, F, G A1, F, G F“.
-----	--	---

7. Nummer 93 wird wie folgt gefasst:

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

8. Nummer 98 wird wie folgt gefasst:

„98	Höchstspannungsleitung Punkt Fraulautern – Saarwellin-gen/Saarlouis/Dillingen (Saar); Drehstrom Nennspannung 380 kV	-“.
-----	---	-----

9. Nach Nummer 99 werden die folgenden Nummern 100 bis 159 eingefügt:

„100	Höchstspannungsleitung Leer (Ostfriesland)/Moormerland/Nortmoor – Streumen; Gleichstrom	A1, B, E
101	Höchstspannungsleitung Dörpen West – Klostermansfeld; Gleichstrom	A1, B, E
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 – Tiefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim; Gleichstrom	A1, B, E
105	Höchstspannungsleitung Wehrendorf – Ohlensehlen; Drehstrom, Nennspannung 380 kV	
106	Höchstspannungsleitung Herbertingen – Grünkraut – Punkt Neuravensburg – Obermooweiler; 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	A2
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	A1
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 – 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); 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)	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 Bezirk West (Frankfurt am Main) – F Schwanheim (Frankfurt am Main); 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 Bestandteilen – Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek – B 431 südlich Roßkopp (Wewelsfleth) – B 431 südlich Roßkopp (Wewelsfleth) – L 111 östlich Allwörden (Freiburg (Elbe)/Wischhafen) – L 111 östlich Allwörden (Freiburg (Elbe)/Wischhafen) – Alfstedt	A1, F
125	Höchstspannungsleitung Wahle – Klein Ilsede – Mehrum Nord – Algermissen – Grohnde; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
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 Vosslogger Groden (Wilhelmshaven) – Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Stadtteile Rüstersieler Groden/Heppenser Groden (Wilhelmshaven); Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Stadtteil Vosslogger Groden (Wilhelmshaven) – Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Maßnahme Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Stadtteile Rüstersieler Groden/Heppenser Groden (Wilhelmshaven)	
134	Höchstspannungsleitung Georgensgmünd/Röttenbach/Spalt -A1 Nördlingen/Reimlingen/Ederheim/Riesbürg/Kirchheim am Ries/Wallerstein – Goldshöfe; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
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	
145	Höchstspannungsleitung Streumen – 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 Bestandteilen – 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	
150	Höchstspannungsleitung Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
151	Höchstspannungsleitung Grabowhöfe – Jerichow – 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 mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Rheinau – Neurott – Maßnahme Neurott – Hüffenhardt	
158	Höchstspannungsleitung Oberjettingen – Bundesgrenze (CH); Gleichstrom	A2, B, E
159	Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg – Großkrotzenburg/Hanau; Drehstrom Nennspannung 380 kV	„.

Artikel 5

Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:

a) Nach der Angabe zu § 8 wird folgende Angabe zu § 8a eingefügt:

„§ 8a Kapazitätsreservierung; Festlegungskompetenz“.

b) Die Angabe zu § 99a wird wie folgt gefasst:

„§ 99a (weggefallen)“.

2. § 3 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 22 wird das Wort „nicht“ durch die Wörter „weder nach den Anforderungen des § 48 Absatz 1 Nummer 1a errichtet worden ist noch“ ersetzt.

b) Nummer 29a wird wie folgt gefasst:

„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,“.

c) 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) In Absatz 5 wird folgender Satz angefügt:

„Der Netzbetreiber hat die Möglichkeit zur Verfügung zu stellen, Netzanschlussbegehren und zugehörige Dokumente ausschließlich über seine Internetseite oder durch andere geeignete elektronische Medien zu übermitteln.“

b) Absatz 6 Satz 1 wird wie folgt geändert:

aa) Im Satzteil vor Nummer 1 wird das Wort „übermitteln“ durch das Wort „mitteilen“ ersetzt.

bb) In Nummer 1 werden nach dem Wort „Herstellung“ die Wörter „, Änderung oder Erweiterung“ und nach den Wörtern „erforderlichen Arbeitsschritte“ die Wörter „einschließlich des voraussichtlichen Zeitbedarfs für die Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen des Netzes, sofern diese für den Zeitplan des Netzanschlusses relevant sind“ eingefügt.

c) Absatz 7 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden nach den Wörtern „für Netzanschlussbegehren“ die Wörter „für Anlagen nach Absatz 1 Satz 2“ eingefügt und nach den Wörtern „bis zu dem in Absatz 1 Satz 2 genannten Schwellenwert,“ werden die Wörter „nach Absatz 1 Satz 2“ gestrichen.

bb) Satz 4 wird wie folgt geändert:

aaa) Im Satzteil vor Nummer 1 wird das Wort „übermitteln“ durch das Wort „mitteilen“ ersetzt.

bbb) In Nummer 1 werden nach dem Wort „Herstellung“ die Wörter „, Änderung oder Erweiterung“ und nach den Wörtern „erforderlichen Arbeitsschritten“ die Wörter „einschließlich des voraussichtlichen Zeitbedarfs für die Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen des Netzes, sofern diese für den Zeitplan des Netzanschlusses relevant sind“ eingefügt.

d) Folgende Absätze 8 bis 11 werden angefügt:

„(8) Anstelle der Absätze 5 und 6 sind für Netzanschlussbegehren ab dem 1. Januar 2026 die Bestimmungen dieses Absatzes anzuwenden. Ein Netzbetreiber muss für ein Begehren auf Anschluss einer Anlage, einschließlich eines Begehrens auf Änderung oder Erweiterung einer Anlage zur Erhöhung der installierten Leistung, auf seiner Internetseite die folgenden allgemeinen Informationen zur Verfügung stellen:

1. in welchen Arbeitsschritten ein Netzanschlussbegehren bearbeitet wird,
2. die Angabe, welche Informationen Anschlussbegehrende aus ihrem Verantwortungsbereich dem Netzbetreiber für ein Netzanschlussbegehren der jeweiligen Anlagenart übermitteln 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 Absätzen 1 bis 2 notwendige Ausstattung.

Der Netzbetreiber hat die Möglichkeit zur Verfügung zu stellen, Netzanschlussbegehren und zugehörige Dokumente ausschließlich über seine Internetseite oder durch andere geeignete elektronische Medien zur übermitteln. Stellt der Netzbetreiber auf seiner Internetseite eine Plattform zur Verfügung über die Netzanschlussbegehren übermittelt werden können, ist der Netzbetreiber ab dem 1. Januar 2027 berechtigt, die Übermittlung des Anschlussbegehrens auf diesem Weg zu verlangen. Hierauf hat er im Rahmen der allgemeinen Informationen nach Satz 2 hinzuweisen. Der Netzbetreiber hat dem Anschlussbegehrenden den Eingang des Netzanschlussbegehrens unverzüglich in Textform zu bestätigen. Der Netzbetreiber muss dem Anschlussbegehrenden nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens unverzüglich, spätestens aber innerhalb von acht Wochen, mit dem Ergebnis ihrer 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 die Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen des Netzes, sofern diese für den Zeitplan des Netzanschlusses relevant sind,

2. alle Informationen, die ein Anschlussbegehrender 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 den Anlagenbetreibern 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.

Soweit Informationen nach Satz 2 Nummer 2 fehlen 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 Anschlussbegehrenden nachzufordern. Die Frist nach Satz 7 beginnt in diesem Fall erneut mit dem Eingang der nachgeforderten Informationen beim Netzbetreiber. Auf den Eingang der nachgeforderten Informationen ist Satz 6 entsprechend anzuwenden. Sind die seitens des Anschlussbegehrenden nachgereichten Informationen nicht vollständig, hat der Netzbetreiber hierauf innerhalb von zwei Wochen hinzuweisen. Die Frist nach Satz 7 beginnt in diesem Fall jeweils erneut mit dem Eingang der nachgeforderten Informationen bei dem Netzbetreiber. Der Netzbetreiber hat den Eingang der nachgeforderten Information nach Satz 11 unverzüglich in Textform zu bestätigen. Das Recht der Anlagenbetreiber nach § 10 Absatz 1 bleibt auch dann unberührt, wenn der Netzbetreiber den Kostenvoranschlag nach Satz 7 Nummer 4 übermittelt hat. Die Netzbetreiber stimmen bis zum 1. Januar 2026 untereinander einheitliche Formate und Anforderungen an Inhalte der nach Satz 2 Nummer 2 bereitzustellenden Angaben sowie der Mitteilung nach Satz 7 ab.

(9) Anstelle des Absatzes 7 sind für ein Netzanschlussbegehren für Anlagen nach Absatz 1 Satz 2, einschließlich Begehren auf Änderung oder Erweiterung der Anlagen zur Erhöhung der insgesamt installierten Leistung bis zu dem in Absatz 1 Satz 2 genannten Schwellenwert, ab dem 1. Januar 2026 die Bestimmungen dieses Absatzes anzuwenden. Ein Netzbetreiber muss auf seiner Internetseite insbesondere die folgenden allgemeinen Informationen zur Verfügung stellen:

1. die Information, in welchen Arbeitsschritten ein Netzanschlussbegehren bearbeitet wird,
2. die Angabe, welche Informationen ein Anschlussbegehrender aus seinem Verantwortungsbereich dem Netzbetreiber übermitteln muss, damit der Netzbetreiber den Verknüpfungspunkt ermitteln oder seine Planung nach § 12 durchführen kann,
3. die Kosten, die einem Anlagenbetreiber durch einen Netzanschluss entstehen, und
4. die Informationen über die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Absatz 1 bis 2a notwendige Ausstattung.

Der Netzbetreiber hat dem Anschlussbegehrenden den Eingang des Netzan-schlussbegehrens unverzüglich in Textform zu bestätigen. Der Netzbetreiber muss ein Webportal zur Verfügung stellen, über das das Netzan-schlussbegehren nach Satz 1 gestellt und die Informationen nach Satz 2 Nummer 2 übermittelt werden können. Der Netzbetreiber muss einem Anschlussbegehrenden nach Eingang des Anschlussbegehrens unverzüglich, spätestens innerhalb von einem Monat, mit dem Ergebnis seiner Netzverträglichkeitsprüfung die folgenden spezifischen Infor-mationen mitteilen:

1. einen Zeitplan für die unverzügliche Herstellung, die unverzügliche Änderung oder die unverzügliche Erweiterung des Netzan-schlusses mit allen erforderli-chen Arbeitsschritten, einschließlich des voraussichtlichen Zeitbedarfs für die Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen, sofern diese für den Zeitplan des Netzan-schlusses relevant sind,
2. auf Verlangen alle Informationen, die der Anschlussbegehrende für die Prü-fung nach den Absätzen 1 bis 3 benötigt, sowie die für die Netzverträglich-keitsprüfung erforderlichen Netzdaten,
3. die Information, ob bei der Herstellung des Netzan-schlusses der Anlage die Anwesenheit des Netzbetreibers erforderlich ist; wenn der Netzbetreiber die Anwesenheit ausnahmsweise für erforderlich hält, ist dies einfach und ver-ständlich anhand des Einzelfalls zu begründen,
4. einen nachvollziehbaren und detaillierten Voranschlag der Kosten, die durch den Netzan-schluss entstehen; dieser Kostenvoranschlag umfasst nur die Kos-ten, die durch die technische Herstellung des Netzan-schlusses entstehen, und insbesondere nicht die Kosten für die Gestaltung der Nutzung fremder Grund-stücke für die Verlegung der Netzan-schlussleitung,
5. die Informationen über die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Absatz 1 bis 2 notwendige Ausstattung.

Das Format und die Inhalte der nach den Sätzen 2, 4 und 5 bereitzustellenden In-formationen und Webportale sind von den Netzbetreibern möglichst weitgehend zu vereinheitlichen. Soweit Informationen nach Satz 2 Nummer 2 fehlen oder zu-sätzliche Informationen für die Prüfung des Netzan-schlussbegehrens erforderlich sind, hat der Netzbetreiber diese vollständig innerhalb von zwei Wochen nach Ein-gang eines Netzan-schlussbegehrens von dem Anschlussbegehrenden nachzufor-dern. Die Frist nach Satz 5 beginnt in diesem Falle erneut mit dem Eingang der nachgeforderten Informationen beim Netzbetreiber. Auf den Eingang der nachge-forderten Informationen ist Satz 3 entsprechend anzuwenden. Sind die seitens des Anschlussbegehrenden nachgereichten Informationen nicht vollständig, hat der Netzbetreiber hierauf innerhalb von zwei Wochen hinzuweisen. Die Frist nach Satz 5 beginnt in diesem Fall jeweils erneut mit dem Eingang der nachgeforderten Informationen beim Netzbetreiber. Der Netzbetreiber hat den Eingang der nach-geforderten Informationen nach Satz 11 unverzüglich in Textform zu bestätigen. Wenn der Netzbetreiber dem Anschlussbegehrenden die Information nach Satz 5 Nummer 3 nicht innerhalb der Frist von einem Monat übermittelt, kann die Anlage unter Einhaltung der für die Ausführung eines Netzan-schlusses maßgeblichen Re-gelungen auch ohne die Anwesenheit des Netzbetreibers angeschlossen werden. Übermittelt der Netzbetreiber dem Anschlussbegehrenden nicht innerhalb der Frist von einem Monat die Information, dass der bereits bestehende Netzan-schluss technisch noch nicht als Netzverknüpfungspunkt geeignet ist, kann die Anlage un-ter Einhaltung der für die Ausführung eines Netzan-schlusses maßgeblichen Rege-lungen an dem bestehenden Verknüpfungspunkt des Grundstücks nach Absatz 1 Satz 2 angeschlossen werden. Absatz 8 Satz 15 ist mit der Maßgabe

entsprechend anzuwenden, dass die Netzbetreiber die einheitlichen Formate und Anforderungen an Inhalte der Mitteilung nach Satz 5 bis zum 1. Januar 2026 abzustimmen haben. Im Übrigen ist Absatz 8 Satz 4 und 14 entsprechend anzuwenden.

(10) Anstelle des Absatzes 6a sind für Netzanschlussbegehren ab dem 1. Januar 2026 die Bestimmungen dieses Absatzes anzuwenden. Für eine Solaranlage oder mehrere Solaranlagen mit einer installierten Leitung von insgesamt über 30 Kilowatt bis insgesamt höchstens 100 Kilowatt ist Absatz 9 Satz 11 entsprechend mit der Maßgabe anzuwenden, dass für die fristgerechte Übermittlung die in Absatz 8 Satz 5 geregelte Frist von acht Wochen maßgeblich ist, wenn sich die Solaranlagen auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden und die insgesamt installierte Leistung an diesem Verknüpfungspunkt die Kapazität des bestehenden Netzanschlusses nicht übersteigt. In diesem Fall gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Verknüpfungspunkt.

(11) Die Bestimmungen dieser Vorschrift sind entsprechend auch auf einen Stromspeicher anzuwenden, in dem abweichend von § 3 Nummer 1 nicht ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas zwischengespeichert wird, sofern diese kombiniert mit einer Anlage nach Absatz 1 Satz 2 angeschlossen werden soll und das Netzanschlussbegehren vom Anschlussbegehrenden gemeinsam nach Absatz 9 gestellt wird.“

5. Nach § 8 wird folgender § 8a eingefügt:

„§ 8a

Kapazitätsreservierung

(1) Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat für Netzanschlussbegehren für Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 135 Kilowatt im Elektrizitätsverteilernetz verpflichtend Netzanschlusskapazität nach den nach Absatz 2 entwickelten und von der Bundesnetzagentur nach Absatz 3 bestätigten Kriterien zu reservieren. Hierzu ist an dem nach § 8 ermittelten Netzverknüpfungspunkt bis zum Ablauf der Reservierungsdauer die im Rahmen der Mitteilung nach Absatz 8 Satz 7 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 zu binden, den der Anschlussbegehrende nachzuweisen hat.

(2) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben unter angemessener Berücksichtigung der Belange von Anschlussbegehrenden gemeinsame, objektive, transparente und diskriminierungsfreie Kriterien für die Reservierung von Netzanschlusskapazität nach Absatz 1 zu entwickeln. Die Kriterien haben, differenziert nach Art der Anlage, insbesondere Vorgaben zu enthalten über

1. die Dauer der Reservierungsabschnitte, wobei ein Abschnitt jeweils auf eine Dauer zwischen sechs Monaten und zwei Jahren zu befristen ist,
2. geeignete Nachweise zum Projektfortschritt, die durch Anschlussbegehrende für die Erlangung einer Reservierung sowie für Verlängerungen der Reservierung in weiteren Reservierungsabschnitten beim Netzbetreiber einzureichen sind,

3. Besonderheiten für Anlagen, die zur Ermittlung des anzulegenden Wertes an Ausschreibungen teilnehmen müssen, und
4. die Erneuerung von bereits nach individuellen Bedingungen der Netzbetreiber bestehenden Reservierungen, wobei der jeweilige Projektfortschritt zu berücksichtigen ist.

(3) Die von den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen nach Absatz 2 erarbeiteten Kriterien sind der Bundesnetzagentur bis spätestens zum Ablauf des ... [einsetzen: Datum desjenigen Tages des neunten auf den Monat des Inkrafttretens nach Artikel 8 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] vorzulegen. Die Bundesnetzagentur bestätigt die Kriterien oder verlangt Änderungen. Verlangt die Bundesnetzagentur Änderungen, sind diese von den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen innerhalb von bis zu zwei Monaten umzusetzen und die Kriterien sind der Bundesnetzagentur erneut zur Bestätigung vorzulegen. Die Bundesnetzagentur kann Vorgaben zu Form und Frist für das Verfahren nach den Sätzen 1 und 2 machen. Die Bestätigung der Kriterien durch die Bundesnetzagentur hat jedoch bis spätestens zum ... [einsetzen: Datum desjenigen Tages des achtzehnten auf den Monat des Inkrafttretens nach Artikel 8 Absatz 1 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] zu erfolgen.

(4) Der Anschlussbegehrende hat die in den Kriterien nach Absatz 2 für eine Reservierung im ersten Reservierungsabschnitt als notwendig aufgeführten Nachweise für den Projektfortschritt bereits mit Stellung des Netzanschlussbegehrens einzureichen. Dabei sind diese Nachweise Informationen nach Absatz 8 Satz 2 Nummer 2. Die Reservierung für den ersten Reservierungsabschnitt hat mit Mitteilung des ermittelten Verknüpfungspunkts nach Absatz 8 Satz 7 zu erfolgen. Soweit der Anschlussbegehrende die Errichtung und den Anschluss der Anlage für die eine Reservierung erfolgt ist, nicht weiterverfolgt, hat der Anschlussbegehrende dies dem Netzbetreiber unverzüglich mitzuteilen.

(5) Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes ist verpflichtet, spätestens ab dem ... [einsetzen: Angabe des Tages und Monats des Inkrafttretens nach Artikel 8 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 ihm eingehen, vorzunehmen. Für Anschlussbegehren, die vor dem in Satz 1 bestimmten Zeitpunkt gestellt worden sind, gelten die bis dahin durch den Netzbetreiber aufgestellten Bedingungen einer Kapazitätsreservierung für die Dauer von bis zu einem Jahr nach dem in Satz 2 bestimmten Zeitpunkt fort. Danach ist die Reservierung nach Maßgabe der in Absatz 2 Satz 2 Nummer 4 genannten und von der Bundesnetzagentur nach Absatz 4 bestätigten Kriterien zu erneuern.“

6. § 10c wird folgender Satz 2 angefügt:

„Satz 1 ist auch auf Solaranlagen anwendbar, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen worden sind.“

7. § 22b Absatz 6 werden folgende Sätze angefügt:

„Soweit die Länder Regelungen treffen, die Anlagenbetreiber dazu verpflichten, Gemeinden oder Bürger, die von der Errichtung ihrer Anlage betroffen sind, finanziell oder in anderer Weise zu beteiligen, gilt einschränkend, dass diese Regelungen den

Anlagenbetreibern verschiedene Formen der Beteiligung zur Auswahl stellen müssen. Dabei ist den Anlagenbetreibern stets die Möglichkeit zu geben, den Gemeinden oder Bürgern eine Beteiligung anzubieten, die einem Wert von nicht mehr als 0,3 Cent pro Kilowattstunde erzeugter Strommenge entspricht, wobei es dem Anlagenbetreiber möglich sein muss, eine Beteiligung von bis zu 0,2 Cent pro Kilowattstunde erzeugter Strommenge im Wege der finanziellen Beteiligung nach § 6 anzubieten, soweit § 6 anwendbar ist.“

8. In § 24 Absatz 1 Satz 3 werden nach dem Wort „Lärmschutzwänden“ die Wörter „und Solaranlagen, die nach den Anforderungen des § 48 Absatz 1 Nummer 1a errichtet worden sind,“ eingefügt.
9. In § 28b Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe a wird die Angabe „1 Megawatt“ durch die Angabe „750 Kilowatt“ ersetzt.
10. § 30 Absatz 1 Nummer 9 wird wie folgt gefasst:
 - „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 Hochaufständigung nach § 3 Nummer 29a Buchstabe a bis c anzugeben ist, und“.
11. § 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 Hochaufständigung nach § 3 Nummer 29a Buchstabe a bis c jeweils getrennt auszuweisen sind,“.
12. In § 36i wird die Angabe „30 Monate“ durch die Angabe „36 Monate“ ersetzt.
13. In § 37 Absatz 1a wird die Angabe „Absatz 1 Nummer 1 und 2“ durch die Angabe „Absatz 1 Nummer 2“ ersetzt.
14. § 37d Absatz 1 Satz 2 wird wie folgt gefasst:

„Besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a bis c berücksichtigt die Bundesnetzagentur bei der Zuschlagserteilung nach Satz 1 Nummer 1 nur unter der zusätzlichen Voraussetzung, dass diese als hochaufgeständerte Solaranlagen errichtet werden sollen.“
15. § 38 Absatz 2 wird wie folgt geändert:
 - a) 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 hoch aufgeständerte Solaranlagen errichtet werden sollen, gestellt wird, die Bestätigung des Bieters, dass die Anforderungen für eine der Arten der Hochaufständigung nach § 3 Nummer 29a erfüllt sind.“
 - b) In Nummer 7 wird die Angabe „§ 37 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 2“ durch die Angabe „§ 37 Absatz 1 Nummer 2“ ersetzt.
16. § 38a Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) 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 soll, gestellt wird, die Bestätigung des Bieters, dass die Anforderungen für eine der Arten der Hochaufständigung nach § 3 Nummer 29a erfüllt sind.“

b) In Nummer 7 wird die Angabe „§ 37 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 2“ durch die Angabe „§ 37 Absatz 1 Nummer 2“ ersetzt.

17. § 48 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1a Satz 2, Absatz 2 und Absatz 2a wird jeweils die Angabe „1 Megawatt“ durch die Angabe „750 Kilowatt“ ersetzt.

b) In Absatz 1b 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.

c) Absatz 6 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden die Wörter „nach Absatz 1 Nummer 1 bis 3 und Nummer 6“ durch die Wörter „nach Absatz 1 Nummer 2, 3 und 6 mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt“ ersetzt.

bb) Die Sätze 2 und 3 werden durch folgende Sätze ersetzt:

„Die Erfüllung der Anforderungen nach Satz 1 ist durch Anlagenbetreiber ohne Aufforderung gegenüber dem Netzbetreiber plausibel darzulegen, wobei die Anforderungen nach Satz 1 Nummer 1, 3 und 4 einmalig zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage und die Anforderungen nach Satz 1 Nummer 2 und 5 zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme und danach zum Ablauf jedes fünften Jahres plausibel darzulegen sind. Hierzu können Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber Eigenerklärungen abgeben. Auf Verlangen des Netzbetreibers müssen Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber geeignete Nachweise zur Überprüfung der abgegebenen Eigenerklärungen vorlegen.“

18. § 52 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1a wird wie folgt gefasst:

„(1a) (weggefallen)“.

b) Absatz 3 Satz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 werden die Angabe „1, 3, 4 oder 11“ durch die Angabe „1, 3 oder 4“ ersetzt und das Wort „und“ gestrichen.

bb) In Nummer 2 wird der Punkt am Satzende durch das Wort „und“ ersetzt.

cc) Es wird folgende Nummer 3 angefügt:

- „3. bei einem Pflichtverstoß nach Absatz 1 Nummer 11, sobald eine der Pflichten erfüllt wird; diese Verringerung wirkt zurück bis zum Beginn des Pflichtverstoßes“.

19. § 85 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Nummer 3 wird wie folgt geändert:

- aa) In Buchstabe a werden nach den Wörtern „an ihr Netz anschließen“ die Wörter „und Reservierungen von Netzanschlusskapazität nach § 8a vornehmen“ eingefügt.
- bb) In Buchstabe c wird das Wort „den“ durch die Angabe „§ 6 Absatz 5 und“ ersetzt.

b) In Absatz 2 Nummer 6a wird die Angabe „Satz 4“ durch die Angabe „Satz 5“ ersetzt.

20. § 99a wird wie folgt gefasst:

„§ 99a
(weggefallen)“.

21. § 100 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird folgender Satz angefügt:

„Auf Vereinbarungen, die vor dem ... [einsetzen: Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] geschlossen und seitdem nicht angepasst wurden, sind § 6 Absatz 2 und 3 in der am ... [einsetzen: Tag vor Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] geltenden Fassung vorbehaltlich der Maßgabe nach Satz 1 anzuwenden.“

b) Nach Absatz 9 wird folgender Absatz 9a eingefügt:

„(9a) Auf Strom, der ab dem ... [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] in das Netz eingespeist wird, ist § 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, findet § 24 Absatz 3 Satz 2 Anwendung. § 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; für diese Zuordnung wird unwiderleglich vermutet, dass die Anlagen nach Satz 2 im Verhältnis zu ihrer installierten Leistung die gleiche Strommenge erzeugt haben.“

c) Absatz 19 wird wie folgt geändert:

- aa) In Satz 1 werden nach den Wörtern „Zusatzgebote, die“ die Wörter „in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins“ eingefügt und wird nach den Wörtern „sind § 36e Absatz 1“ und nach den Wörtern „anstelle des § 36e Absatz 1“ jeweils die Angabe „§ 36i“ eingefügt.
- bb) In Satz 3 werden nach den Wörtern „Für Anlagen, die“ die Wörter „in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins“ eingefügt.
- d) Absatz 28 wird folgender Satz angefügt:
- „Für Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird und die nach dem Ablauf des 15. Mai 2024 und vor dem ... [einsetzen: Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 8 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: Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 8 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: Tag vor Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] geltenden Fassung anzuwenden.“
- e) 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 wird nach der Angabe „Satz 2“ die Angabe „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: Tag vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] geltenden Fassung anzuwenden. Vor dem 1. Januar 2026 ist § 28b Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe a in der am ... [einsetzen: Tag vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] geltenden Fassung anzuwenden.“
- f) In Absatz 40 Satz 1 werden nach dem Wort „die“ die Wörter „nach dem Ablauf des 31. Dezember 2022 und“ eingefügt.
- g) In Absatz 41 wird die Angabe „Nummer 5“ durch die Angabe „Nummer 6“ ersetzt.
22. In § 101 Satz 1 werden die Wörter „§ 100 Absatz 15, 16 und 36“ durch die Angabe „§ 100 Absatz 35“ ersetzt.

Artikel 6

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. In der Inhaltsübersicht wird nach der Angabe zu § 66 folgende Angabe zu § 67 eingefügt:

„§ 67 Übergangsbestimmung“.
2. § 12 Absatz 1 Satz 1 wird wie folgt geändert:
 - a) In Nummer 6 Buchstabe b wird der Punkt am Ende des Satzes 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. In § 55 Absatz 4 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
6. Nach § 66 wird folgender § 67 eingefügt:

„§ 67

Übergangsbestimmung

Für Anlagen, deren Umrüstung ein Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung vor dem ...[einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 8] die Umrüstung 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 8] geltenden Fassung anzuwenden.“

Artikel 7

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. 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. Dem § 19 wird folgender Absatz 3 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 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.“

3. § 27 wird wie folgt gefasst:

„§ 27

(weggefallen)“.

Artikel 8

Inkrafttreten

(1) Dieses Gesetz tritt vorbehaltlich der Absätze 2 und 3 am Tag nach seiner Verkündung in Kraft.

(2) Artikel 2 tritt am [1. Januar 2032] in Kraft.

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 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 Bundesbedarfsplansoll 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 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 zur 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.

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 Planfeststellungszuweisungsverordnung (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 § 13I 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 Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve) umgerüstet wird. Diese Maßnahme setzt Empfehlungen des Systemstabilitätsberichts 2023 der ÜNB um. Der neue § 13I 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 Absatz 3 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.

Daneben enthält der Gesetzentwurf Regelungen im Bereich des Netzanschlussverfahrens, insbesondere zur Erhöhung der Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten, zur Schaffung eines einheitlichen Rahmens für Kapazitätsreservierungen sowie zur Standardisierung zeitlicher Abläufe im Bearbeitungsprozess von Netzanschlussbegehren. 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 umgesetzt 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.

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. 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.

IV. 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 umfasst.

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.

V. 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.

VI. 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 wird eine Berichtspflicht gestrichen, dies führt zu Bürokratieentlastung.

2. Nachhaltigkeitsaspekte

Der Gesetzesentwurf steht im Einklang mit der Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie (DNS) und den darin enthaltenen Prinzipien einer nachhaltigen Entwicklung. 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. 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 („Bezahlbare und saubere Energie“) und mittelbare auch zur Umsetzung von SDG 13 („Maßnahmen zum Klimaschutz“) bei.

So leisten § 13l EWG (neu) und der angepasste § 49a Absatz 3 EnWG beispielsweise einen unmittelbaren Beitrag zur Erreichung des UN-Nachhaltigkeitsziele (Sustainable Development Goal, „SDGs“) 7 „Bezahlbare und saubere Energie“ und 9 „Industrie, Innovation und Infrastruktur“. § 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 Absatz 3 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 („Maßnahmen zum Klimaschutz“) zugute.

Indem die Regelungen zur Netzausbaubedarfsplanung aktualisiert werden, wird ebenfalls ein großer Beitrag zur Erreichung des SDG 7 („Bezahlbare und saubere Energie“) sowie zur Umsetzung von SDG 13 („Maßnahmen zum Klimaschutz“) 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) 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 („Industrie, Innovation und Infrastruktur“) bei.

Indem im EEG weitere Hürden zum Ausbau der erneuerbaren Energien und insbesondere von Solaranlagen beseitigt werden und die Rahmenbedingungen für effizienten Wettbewerb weiter verbessert werden, steht das Gesetz auch insoweit insbesondere mit SDG 7 („Bezahlbare und saubere Energie“), SDG 9 („Industrie, Innovationen und Infrastruktur“) und SDG 13 („Maßnahmen zum Klimaschutz“) in Einklang. Das Gesetz dient damit auch der besseren Erreichung der Ausbauziele des EEG 2023 und leistet so einen Beitrag zur Erreichung der Indikatoren 7.2.a und 7.2.b. Die durch das Gesetz verbesserte Schaffung einer nachhaltigen Energieversorgung leistet einen Beitrag zum Unterziel 9.1. Als Beitrag zum EEG 2023 als maßgeblichem Instrument zur Erreichung der Klimaziele im Strombereich begünstigt das Gesetz die Erreichung des Indikators 13.1.a.

Mit diesem Gesetzesentwurf werden außerdem Regelungen der novellierten Strommarkttrichtlinie 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 Regelungen tragen zu einer nachhaltigen sowie nachhaltig bezahlbaren Energieversorgung bei und leisten damit ebenfalls einen Beitrag zur Erreichung von SDG 7 („Bezahlbare und saubere Energie“).

Auch die Erreichung von SDG 8 („Menschenwürdige Arbeit und Wirtschaftswachstum“) 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.

3. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

a) Bund

Für den Bundeshaushalt entstehen durch dieses Gesetz Haushaltsausgaben in Höhe von jährlich ca. 8,96 Millionen Euro sowie einmalig ca. 0,3 Millionen Euro.

Davon entfallen ca. 8,96 Millionen Euro auf erhöhte jährliche Personalkosten. Darin sind die Kosten für die insgesamt 55 zusätzlichen Planstellen (31,84 hD, 16,05 gD, 7,01 mD) zur Wahrnehmung der zusätzlichen Fachaufgaben sowie für die hierzu erforderlichen Querschnittsaufgaben enthalten. Hinzu kommt ein einmaliger Sachaufwand in Höhe von schätzungsweise 0,3 Millionen Euro.

- Von den ca. 8,96 Millionen Euro an erhöhten Personalkosten entfallen ca. 8,35 Millionen Euro und 50,26 Planstellen (29,6 hD, 15,05 gD, 5,61 mD) auf die Bundesnetzagentur. Auch der einmalige Sachaufwand in Höhe von schätzungsweise 0,3 Millionen Euro wird bei der Bundesnetzagentur entstehen.

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

- Für das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz ergeben sich um den Betrag von ca. 33.000 Euro reduzierte Personalausgaben.
- Außerdem entstehen voraussichtlich ca. 0,64 Millionen Euro an zusätzlichen Personalausgaben für das Bundesverwaltungsgericht.

Die Mehrbedarfe an Personal- und Sachmitteln sollen finanziell und stellenmäßig im jeweiligen Einzelplan ausgeglichen werden.

Übersicht über die Haushaltsausgaben im Einzelnen:

Nr.	hD-Stellen /Richter	gD-Stellen	mD-Stellen	Jährliche Personalkosten (inkl. Sacheinzel- und Gemeinkosten) in Euro	Jährliche Sachkosten in Euro	Einmalige Sachkosten in Euro	Sonstige jährliche Mehr- oder Minder- Ausgaben in Euro
1a	+0,02	+0,01	+0,01	+6.360 0	-	-	-
1b	+0,18	+0,05	+0,03	+44.332	-	-	-
2							
3							
4							
5							

6	-1,01	-	-	-188.328	-	-	-
7	+0,58	+0,40	+0,06	+172.833	-	-	-
8	+0,24	+0,19	-	+72.078	-	-	-
9	+0,40	+0,12	+0,06	+99.000	-	-	-
10*	+0,12	+0,23	+0,12	+ 69.766	-	+300.000	-
11	+29,07	+14,05	+5,33	+8.076.850	-	-	-
12							
13	-	-	-	-	-	-	-
14	-0,16	-	-	- 32.916	-	-	-
15	+2,4	+1,0	+1,4	+638.664	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	-
17	-	-	-	-	-	-	-
Ge- samt	+31,84	+16,05	+7,01	+8.958.639	-	+300.000	-

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. 14). 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: 07.07.2023) zugrunde gelegt wurden. Aufgrund der abweichenden Berechnungsmethode (hier insbesondere inklusive Sacheinzel- und Gemeinkosten) ergeben sich Abweichungen im Vergleich zum Erfüllungsaufwand.

*Der zu Nr. 10 entstehende einmalige Personalaufwand kann durch vorübergehenden Aufgabenumverteilungen kompensiert werden, sodass dafür keine zusätzlichen Haushaltsausgaben entstehen.

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. 15 – 17):

15) Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes

Es wird geschätzt, dass die 60 neuen Vorhaben beim Bundesverwaltungsgericht zu geschätzt rund 121 zusätzlichen gerichtlichen Verfahren führen. Unter Berücksichtigung geschätzter, freiwerdender Personalkapazitäten im Zusammenhang mit früheren Novellen des Bundesbedarfsplangesetzes wird geschätzt, dass beim Bundesverwaltungsgericht durch die mit diesem Gesetz verbundene Aufgabenmehrung

ein jährlicher Mehrbedarf an Personalkosten in Höhe von insgesamt 638 664 Euro entsteht. Dieser umfasst 2,4 Richterstellen (R6) in Höhe von gesamt 453 577 Euro, 1 Stelle des gehobenen Dienstes (A12) in Höhe von 89 481 Euro und 1,4 Stellen des mittleren Dienstes (A9) in Höhe von gesamt 95 607 Euro. Es wird davon ausgegangen, dass die Übertragung der erstinstanzlichen Zuständigkeit für weitere Verfahren im vierten Quartal 2024 wirksam wird und dass die zusätzlichen erstinstanzlichen Verfahren vor dem Bundesverwaltungsgericht im Wesentlichen frühestens ab dem Jahr 2029 eingeleitet werden.

16) § 22b Absatz 6 EEG 2023

Durch die mit der Anpassung der Länderöffnungsklausel des § 22b Absatz 6 EEG 2023 eingeführte ökonomische Benchmark für mögliche Ländergesetze, die Anlagenbetreiber zu einer Beteiligung von Kommunen und/oder Bürgerinnen und Bürgern verpflichten, werden mittelbar Mehrkosten im EEG-Konto vermieden. Denn die Regelung begrenzt das Risiko, dass die Anlagenbetreiber die ihnen durch wirtschaftlich anspruchsvolle Beteiligungsanforderungen aus Ländergesetzen entstehenden Mehrkosten in ihre Gebote im Rahmen der EEG-Ausschreibungen einpreisen. Eine genaue Bezifferung der vermiedenen Mehrkosten ist nicht möglich, da sie abhängt von möglichen geplanten Länderregelungen und dem konkreten Gebotsverhalten der Anlagenbetreiber.

17) §§ 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.

b) Länder und Kommunen

Durch das vorliegende Gesetz reduziert sich der jährliche Personalaufwand der Länder entsprechend der Ausführungen unter 4c schätzungsweise im Umfang von ca. 51,86 Planstellen (30,62 hD, 14,67 gD, 5,57 mD). Sonstige Auswirkungen auf die Haushalte der Länder und Kommunen sind nicht ersichtlich.

4. Erfüllungsaufwand

a) Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Dieses Gesetz führt zu keinen Ent- oder Belastungen der Bürgerinnen und Bürger.

b) Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Durch dieses Gesetz entsteht für die Wirtschaft insgesamt eine jährliche Entlastung in Höhe von schätzungsweise ca. 46,8 Millionen Euro.

Die Wirtschaft wird von Erfüllungsaufwand entlastet, trotz gleichzeitig entstehenden zusätzlichen jährlichen Aufwands in Höhe von ca. 33.000 Euro durch die Erweiterung einer Informationspflicht.

Aufgabe	Personalaufwand	Sachaufwand	Personalaufwand	Sachaufwand
---------	-----------------	-------------	-----------------	-------------

(Behörde)	jährlich (in Euro)	jährlich (in Euro)	einmalig (in Euro)	einmalig (in Euro)
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10	-	-22.270.000	-	-
11	+750.000	-	-	-
12	-	-	-	-
13a	-214.200*	-	-	-
13b	+32.725*	-	-	-
14				
15	-	-25.052.000	-	-
	+ 568.525	-47.322.000	-	-
Gesamt	-46.753.475		-	

* 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) § 5 Abs. 4a (neu) EnWG – Absicherungsstrategien

...

- 2) **§ 13l (neu) EnWG - Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie von Trägheit der lokalen Netzstabilität**

...

- 3) **Änderung des § 14e EnWG – Pflicht zur Verlinkung**

...

- 4) **Änderung der §§ 17 Abs. 5 bis 7 EnWG und 8 Abs. 5 bis 10 EEG – Netzan-schlussbegehren**

...

- 5) **§ 17a (neu) EnWG – Unverbindliche Netzan-schlussauskunft**

...

- 6) **§ 20b (neu) EnWG – Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs**

...

- 7) **§ 23c Abs. 3a-3c (neu) EnWG – Umsetzung Artikel 20a Abs. 1 und 2 RED III**

...

- 8) **Änderung des § 41a EnWG – Festpreistarife, Informationspflichten**

...

- 9) **§ 42c (neu) EnWG – Energy Sharing**

...

- 10) **§ 43b Absatz 1 Nummer 3 (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 der Antragsunterlagen 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.

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

11) Änderung des § 49a Abs. 3 EnWG

In § 49a Absatz 3 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 3 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 einem 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	-

12) 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.

13) Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes

a) Mit der Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes werden weitere länderübergreifende und grenzüberschreitende Netzausbauvorhaben benannt, auf die die Regelungen des NABEG gemäß § 2 Absatz 1 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 18 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 214 200 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)
18	-200	59,50	-	-214.200	-
Jährlicher Erfüllungsaufwand (in Euro)				-214.200	-

b) Für die Übertragungsnetzbetreiber wird die sich aus § 5 Absatz 1 BBPIG ergebende Informationspflicht erweitert. Sie müssen zusätzlich über die mit den neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Vorhaben im Sinne des § 5 Absatz 1 BBPIG 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 elf weitere Vorhaben von der Berichtspflicht nach § 5 Absatz 1 BBPIG 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 32 725 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)
11	50	59,50	-	32.725	-
Jährlicher Erfüllungsaufwand (in Euro)				32.725	-

14) § 8a (neu) EEG – Kapazitätsreservierung

...

15) § 100 Abs. 9a (neu) EEG - Entbürokratisierung der Messung mehrerer PV-Anlagen

Die durchschnittliche Anlagengröße teileinspeisender PV-Anlagen im Marktintegrationsmodell liegt bei 34 kW. Es wird angenommen, dass 20 % der 62.630 teileinspeisenden PV-Anlagen im Marktintegrationsmodell auf Grund der Vereinfachung um einen weiteren Anlagenteil erweitert werden. Sofern von einer durchschnittlichen Verdoppelung der Leistung ausgegangen wird, würde demnach eine zusätzliche Leistung von 425 MW angereizt ($62.630 \cdot 20 \% \cdot 34 \text{ kW}$). Hinsichtlich vermiedener Messkosten dürften vor allem diejenigen Fälle ins Gewicht fallen, bei denen die Kaskadenmessung den Neubau eines Zählerschranks erfordert hätte. Angenommen, dass dies bei der Hälfte der Erweiterungen der Fall ist, und bei geschätzten 4.000

Euro pro Zählerschrank betragen die vermiedenen Kosten ca. 25 Mio. Euro (62.630 * 20% * 50% * 4.000 Euro). Zusätzlich werden beim Anlagenbetreiber Kosten für den laufenden Messstellenbetrieb und beim abrechnenden Netzbetreiber Bürokratiekosten eingespart.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Zeitaufwand (in Stunden)	Sachaufwand (in Euro)
6.263		-4.000		-25.052.000
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				-25.052.000

c) Erfüllungsaufwand für die Verwaltung

aa) Bund

Durch das vorliegende Gesetz entsteht der Bundesverwaltung ein dauerhafter jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 5 Millionen Euro sowie ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 460.000 Euro.

Aufgabe (Behörde)	Personal-auf- wand jährlich (in Euro)	Sachaufwand jährlich (in Euro)	Personalaufwand einmalig (in Euro)	Sachaufwand einmalig (in Euro)
1a (BNetzA)	+3.520	-	-	-
1b (BNetzA)	+24.812	-	-	-
2				
3				
4				
5				
6 (BNetzA)	-118.440	-	-	-
7 (BNetzA)	+102.173	-	-	-
8 (BNetzA)	+43.080	-	-	-
9 (BNetzA)	+59.549	-	-	-
10 (BNetzA)	+49.019	-	+159.162	+300.000

11 (BNetzA)	+4.808.049	-	-	-
12				
13	-	-	-	-
14 (BMWK)	-18.894	-	-	-
	+4.952.868	-	+159.162	+300.000
Gesamt	+4.952.868		+459.162	

Erfüllungsaufwand für die Verwaltung des Bundes im Einzelnen (im Übrigen ist die Verwaltung des Bundes von den Änderungen nicht betroffen):

1) § 13I (neu) EnWG - Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie von Trägheit der lokalen Netzstabilität

a) Genehmigung des Umrüstungsverlangens, § 13I Abs. 2 S. 4 f. 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 - § 13I Abs. 4 EnWG

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 Erfüllungsaufwand	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	-

2) Änderung des § 14 EnWG

...

3) Änderung des § 14e EnWG – Pflicht zur Verlinkung

...

**4) Änderung der §§ 17 Abs. 5 bis 7 EnWG und 8 Abs. 5 bis 10 EEG – Netzan-
schlussbegehren**

...

5) § 17a (neu) EnWG – Unverbindliche Netzanschlusssauskunft

...

**6) § 43b Absatz 1 Nummer 3 (neu) EnWG - Vermutungsregel für die Aktualität der
Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren**

Die Gesetzesänderung enthält eine Vermutungsregel für die Aktualität der Antrags-
unterlagen im Planfeststellungsverfahren. Durch diese Vermutungsregel können
auch ältere Daten für die Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren verwen-
det werden. Die zuständige Behörde muss die Unterlagen hierdurch in vielen Fällen
keiner Kontrolle auf Aktualität unterziehen. Die anschließende Bewertung der Un-
terlagen bleibt unverändert.

Die jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten umweltplanerischen
Gutachten dürften zu 80 % von der Bundesnetzagentur zu prüfen sein. Dies ent-
spricht 420 Gutachten. Davon unterfallen schätzungsweise 50% der neuen Rege-
lung. 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 auszuge-
hen, 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	

**7) Änderung des § 58a EnWG - Kooperation mit nationalen Behörden und A-
CER/Unterstützung von ACER im Rahmen von Ermittlungen zu grenzüber-
schreitenden Sachverhalten**

Durch die Erweiterung der Kooperationsverpflichtungen mit nationalen Behörden und ACER fällt zusätzlicher Erfüllungsaufwand für die Bereitstellung von Analysen; Amtshilfe bei Auskunftersuchen; 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.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	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	-

8) Änderung des § 69 EnWG - Zusätzliche Ermittlungen bei Verstößen

Durch die Aufnahme der weiteren Tatbestände entsteht ein zusätzlicher Ermittlungsaufwand. Dieser Ermittlungsaufwand setzt sich zusammen aus Auskunftersuchen; 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 15 REMIT VO), Registrierungsverstöße (Art 9 REMIT VO) und der Auswertung des Materials.

Jährlicher Erfüllungsaufwand	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	-

9) Änderung des § 95 EnWG - Führen von zusätzlichen Ordnungswidrigkeitsverfahren

Durch die Änderungen sich zusätzliche Ordnungswidrigkeitsverfahren zu führen.

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	-

10) 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				159.162	300.000

Jährlicher Erfüllungsaufwand	Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
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				49.019	

11) Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes

Der Bundesnetzagentur wird die Zuständigkeit für 18 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 4742 neue Leitungskilometer in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur, was einer Erhöhung von ca. 64 % der bisherigen Leitungskilometer entspricht.

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 852 Stunden pro 50 Leitungskilometern (neu) aus. Somit ergibt sich ein zusätzlicher Aufwand von rund 80 804 Arbeitsstunden jährlich.

Dabei wird davon ausgegangen, dass der Anteil an Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern aus dem höheren Dienst bei etwa 60 Prozent, aus dem gehobenen Dienst bei 29 Prozent und aus dem mittleren Dienst bei 11 Prozent liegt. Unter Berücksichtigung des jeweiligen Stundensatzes der Verwaltung gemäß des Leitfadens DESTATIS 2022 ergibt sich ein Erfüllungsaufwand insgesamt für alle neu hinzugekommenen Vorhaben jährlich in Höhe von ca. 4 808 000 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.

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	48.482	70,50	-	3.418.000	-
1	23.433	46,50	-	1.089.635	-
1	8.888	33,80	-	300.414	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				4.808.049	-

12) § 8a (neu) EEG – Kapazitätsreservierung

...

13) § 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.

14) §99a EEG 2023 - Streichung der Berichtspflicht (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 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

bb) Länder und Kommunen

Durch das vorliegende Gesetz reduziert sich der jährliche Erfüllungsaufwand der Landesverwaltungen um schätzungsweise ca. 4,72 Millionen Euro.

Aufgabe	Personal-aufwand jährlich (in Euro)	Sachaufwand jährlich (in Euro)	Personalaufwand einmalig (in Euro)	Sachaufwand einmalig (in Euro)
1	-27.666	-	-	-
2	-4.689.270	-	-	-
3	-	-	-	-
4	-	-	-	-
	-4.716.936	-	-	-
Gesamt	-4.716.936		-	

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 1 Nummer 3 (neu) EnWG - Vermutungsregel für die Aktualität der Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren**

Die Gesetzesänderung enthält eine Vermutungsregel für die Aktualität der Antragsunterlagen 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 Landesebene 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 (80 804 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 3 600 Stunden eingespart. Es wird davon ausgegangen, dass der Anteil an Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern aus dem höheren Dienst bei etwa 60 Prozent, aus dem gehobenen Dienst bei 29 Prozent und aus dem mittleren Dienst bei 11 Prozent liegt.

Unter Zugrundelegung der jeweiligen Stundensätze der Landesverwaltung ergibt sich damit in Summe eine Entlastung in Höhe von rund 4 689 000 Euro.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands 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	-48.482	65,20	-	-3.161.026	-
1	-23.433	43,90	-	-1.028.709	-
1	-8.888	33,70	-	-299.526	-
1	-2160	65,20	-	-140.832	-
1	-1044	43,90	-	-45.832	-
1	-396	33,70	-	-13.345	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				-4.689.270	-

3) Änderung des § 22b Absatz 6 EEG - Anpassung der Länderöffnungsklausel

Die Anpassung der Länderöffnungsklausel kann Auswirkungen auf den Erfüllungsaufwand für die Verwaltung der Länder und Kommunen haben, soweit hierdurch Anpassungen im Landesrecht oder bestehenden Beteiligungsvereinbarungen erforderlich werden.

4) **Änderung des § 99a EEG - Streichung der Berichtspflicht (Fortschrittsbericht Windenergie an Land)**

Die Streichung der Berichtspflicht (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 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 Netzentgeltelniveau nicht verlässlich abschätzen lässt.

Gleichzeitig dient der Netzausbau der Minimierung der mit dem Engpassmanagement verbundenen Kosten. 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 unter Berücksichtigung freiwerdender Personalkapazitäten ein jährlicher Mehrbedarf an Personalkosten in Höhe von insgesamt 638 664 Euro entsteht. Dieser umfasst 2,4 Richterstellen (R6) in Höhe von gesamt 453 577 Euro, eine Stelle des gehobenen Dienstes (A12) in Höhe von 89 481 Euro und 1,4 Stellen des mittleren Dienstes (A9) in Höhe von gesamt 95 607 Euro. Es wird davon ausgegangen, dass die Übertragung der erstinstanzlichen Zuständigkeit für weitere Verfahren im vierten Quartal 2024 wirksam wird und dass die zusätzlichen erstinstanzlichen Verfahren vor dem Bundesverwaltungsgericht frühestens ab dem Jahr 2029 eingeleitet werden.

Darüber hinaus sind keine sonstigen direkten oder indirekten Kosten zu erwarten. Eventuelle 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 Energielieferverträge 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.

VII. 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 3 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 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 § 13I)

Die Inhaltsübersicht wird um die Angabe zum neuen § 13I ergänzt.

Zu Buchstabe b (Inhaltsangabe § 14)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe c (Inhaltsangabe § 17a)

Die Inhaltsübersicht wird um die Angabe zu § 17a EnWG (neu) ergänzt.

Zu Buchstabe d (Inhaltsangabe § 20b)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe e (Inhaltsangabe §§ 40, 40a, 40c)

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen.

Zu Buchstabe f (Inhaltsangabe § 41a)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe g (Inhaltsangabe § 42c)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Einfügung der Regelungen zum Energy Sharing in Artikel 1 Nummer 43.

Zu Buchstabe h (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 Nummer 2 (§ 3)

Zu Buchstabe a

Die Definition des Energielieferanten wird zwecks Umsetzung der Gasrichtlinie, die auch Vorgaben für die Lieferung von Wasserstoff enthält, erweitert. Der Begriff des Energielieferanten soll neben Strom- und Gaslieferanten auch Wasserstofflieferanten umfassen.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeregelung zur Aufnahme von Regelungen bzgl. Festpreisverträgen in das EnWG.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Einfügung der neuen Definition für „Festpreisverträge“ in § 3 Nummer 19a.

Zu Buchstabe d

Die Definition des Wasserstofflieferanten wird neu eingefügt. Dies ist eine Folge der Änderung der Definition in § 3 Nummer 15c. Die Gasrichtlinie enthält auch Vorgaben für die Lieferung von Wasserstoff.

Zu Buchstabe e

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen.

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.

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)

§ 5 Absatz 4a dient der Umsetzung des Artikel 18a der novellierten Strommarktrichtlinie. Ziel des Artikels ist ein stabiler und krisenfester Energiemarkt. Um zukünftig einen resilienteren Energiemarkt zu schaffen, die Gefahr von Versorgungsausfällen weiter zu minimieren und auf nicht vorhersehbare Ereignisse reagieren zu können, sind Maßnahmen durch die Energielieferanten zu ergreifen. Dabei wird der Fokus auf den Einfluss der Marktpreise und etwaiger Schwankungen auf die Verpflichtungen aus den Kundenverträgen gelegt. Energielieferanten 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 (§ 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 7 (§ 11 Absatz 3)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Klarstellung, auf welche Rechtsverhältnisse sich die Verordnungsermächtigung für die Bundesregierung bezieht.

Zu Buchstabe b

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, 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 Haftungsbeschränkung muss in Konformität mit dem AGB-Recht stehen. Ohne entsprechende gesetzliche Regelung bestünde die Gefahr, dass eine Haftungsbegrenzung einer Inhaltskontrolle nach § 307 Absatz 1 und Absatz 2 BGB nicht standhält. Verwender von AGB haben im unternehmerischen Verkehr für Haftungsbegrenzungsregelungen zwar grundsätzlich einen weitergehenden Spielraum. 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 betreffen weder den Kernbereich der Regulierungstätigkeit noch unmittelbar die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde.

Zu Buchstabe c

Die Änderung des § 11 Absatz 3 Satz 3 EnWG stellt eine redaktionelle Anpassung im Hinblick auf die Änderungen der Sätze 1 und 2 des § 11 Absatz 3 EnWG dar.

Zu Nummer 8 (§ 12)

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 Nummer 9 (§ 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 10 (§ 13e)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. September 2021.

Zu Nummer 12 (§ 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 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 der Erzeugungsanlage keine Wirkleistungseinspeisung benötigt wird, sondern (nur) ein Bedarf zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung bzw. zusätzlich auch von Trägheit der lokalen Netzstabilität

(Momentanreserve) besteht. 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 Phasenschieber 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.

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 des geforderten Systembedarfs 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 nach Absatz 1

Nummer 1 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 2. Steinkohleanlagen, 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 Halbsatz 1, 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).

Weitere Voraussetzung für die Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel im Sinne dieses Absatzes ist nach Absatz 1 Nummer 1, 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 nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen (darunter fallen auch nichtsynchrone Speicher) oder einem HGÜ-System während einer durch einen elektrischen Fehler verursachten Spannungsabweichung, die u.a. dazu dient, einen Fehler von Netzschutzsystemen im Anfangsstadium zu erkennen und die Aufrechterhaltung der Netzspannung zu unterstützen.

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 muss nach Absatz 1 Nummer 3 den Zielen des EnWG entsprechen, d.h. sie muss u.a. preisgünstig, effizient und umweltverträglich sein (§ 1 Absatz 1). Zudem muss 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.

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 und zusätzlich zu der Umrüstung nach Absatz 1 verlangen, dass die Erzeugungsanlage auch so umgerüstet wird, dass sie neben den in Absatz 1 genannten System sicherheitsmaßnahmen (Blind- und Kurzschlussleistung) auch Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve) bereitstellen kann. Soweit die Voraussetzungen von Absatz 1 Nummer 1 bis 3 erfüllt sind und zudem auch ein entsprechender Bedarf an Momentanreserve besteht, 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 Trägheit der lokalen Netzstabilität begründet Absatz 2 nicht.

Bei der Trägheit der lokalen Netzstabilität (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 unverzüglich 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 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 daher, dass, soweit an einem Standort ein größerer Bedarf für die Bereitstellung von Momentanreserve besteht, der Übertragungsnetzbetreiber als Bestandteil des Umrüstungsverlangens verlangen kann, dass für die Umrüstung in angemessenem

Umfang Schwungmassen 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.

Absatz 6 Satz 1 nimmt die Braunkohleanlagen, die in der Anlage 2 zum Kohleverstromungsbeendigungsgesetz genannt werden, von dem Anwendungsbereich des § 13l aus.

Zu Absatz 3

Absatz 3 regelt den Verfahrensablauf. 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 in Textform einen mit einer Begründung versehenen Antrag auf Genehmigung des Umrüstungsverlangens an die Bundesnetzagentur. Zudem übermittelt er dem Anlagenbetreiber unverzüglich eine Kopie dieses Antrags in Textform. 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 ggf. auch von Trägheit der 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 genehmigt ihn nach Absatz 3 Satz 4, wenn die in Absatz 1 genannten Voraussetzungen vorliegen. Die Genehmigung 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 beeinträchtigen 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 regelt die entsprechende Anwendung der Sätze 1 bis 5 auch auf das erweiterte Umrüstungsverlangen nach Absatz 2.

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 rPSA.

Absatz 4 Satz 3 Halbsatz 1 bestimmt, dass das 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 Halbsatz 2 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 klar, dass die Verpflichtung zur Vorhaltung und Ermöglichung der Betriebsbereitschaft nach § 13b Absatz 5 Satz 11 in der Umrüstungsphase und der Betriebsphase nicht gilt.

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 Kosten-erstattung 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 zur Netzreserve 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.

Absatz 6

Satz 1 nimmt die Braunkohleanlagen, die in der Anlage 2 zum Kohleverstromungsbeendigungsgesetz genannt werden, von dem Anwendungsbereich des § 13l aus.

Satz 2 stellt in diesem Zusammenhang klar, dass das bestehende Umrüstungsverlangen nach § 42 Absatz 3 KVBG von der Regelung unberührt bleibt. Bei diesem handelt es sich um eine lex specialis, die für die von § 42 KVBG umfassten Kraftwerke dem § 13l vorgeht.

Zu Nummer 13 (§ 14)

Zu Buchstabe a

Die Änderung der Überschrift spiegelt die Ergänzung des § 14 um eine Festlegungskompetenz für die Bundesnetzagentur wider.

Zu Buchstabe b

Der Einschub in Absatz 1 nimmt § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2 von der entsprechenden Anwendung auf Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen aus. Im Übrigen bleiben die §§ 13 bis 13c einschließlich der dazugehörigen Festlegungskompetenzen nach § 13j entsprechend anwendbar.

Zu Buchstabe c

Absatz 1a ermächtigt die Regulierungsbehörde, den gezielten bilanziellen Ausgleich auf die Verteilernetzebene auszuweiten. Sie kann insbesondere den gezielten bilanziellen Ausgleich auf bestimmte Netzebenen oder auf bestimmte Netzbetreiber – beispielsweise in Abhängigkeit von der Relevanz der Netze für Redispatch – beschränken. Die Festlegung erfolgt nach § 67 unter Beteiligung der betroffenen Unternehmen.

Macht die Regulierungsbehörde von der Festlegungskompetenz Gebrauch und werden infolgedessen auch Maßnahmen von Verteilernetzbetreibern durch die Netzbetreiber bilanziell ausgeglichen, entfällt insoweit der Anspruch auf finanziellen Aufwendungsersatz nach Absatz 1b. Das schließt nicht aus, dass – wie bereits heute auf Übertragungsnetzebene üblich – Abweichungen zwischen bilanziellem Ausgleich und der tatsächlichen Ausfallarbeit im Rahmen des finanziellen Ausgleichs nach § 14 Absatz 1 Satz 1 in Verbindung mit § 13a Absatz 2 finanziell mit ausgeglichen werden.

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 näherer 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.

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 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber nach Ablauf des Ausnahmezeitraums den bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen selbstständig durchführen können.

Zu Buchstabe d

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Beschränkung des bilanziellen Ausgleichs auf die Übertragungsnetzbetreiber. Auch wenn ein Verteilernetzbetreiber auf Aufforderung eines Übertragungsnetzbetreibers Maßnahmen durchführt, werden diese nicht vom Verteilernetzbetreiber gezielt bilanziell ausgeglichen. Der neue Absatz 1a gilt auch in diesem Fall: Statt des bilanziellen Ausgleichs greift der Anspruch auf Aufwendungsersatz des Anlagenbetreibers. Der bilanzielle Ausgleich der Netzbetreiber untereinander kann damit ebenfalls entfallen.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Beschränkung des bilanziellen Ausgleichs auf die Übertragungsnetzbetreiber. Auch wenn ein Verteilernetzbetreiber auf Aufforderung eines Übertragungsnetzbetreibers Maßnahmen durchführt, werden diese nicht vom Verteilernetzbetreiber gezielt bilanziell ausgeglichen. Der neue Absatz 1a gilt auch in diesem Fall: Statt des bilanziellen Ausgleichs greift der Anspruch auf Aufwendungsersatz des Anlagenbetreibers. Der bilanzielle Ausgleich der Netzbetreiber untereinander kann damit ebenfalls entfallen.

Zu Doppelbuchstabe cc

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Beschränkung des bilanziellen Ausgleichs auf die Übertragungsnetzbetreiber. Auch wenn ein Verteilernetzbetreiber auf Aufforderung eines Übertragungsnetzbetreibers Maßnahmen durchführt, werden diese nicht vom Verteilernetzbetreiber gezielt bilanziell ausgeglichen. Der neue Absatz 1a gilt auch in diesem Fall: Statt des bilanziellen Ausgleichs greift der Anspruch auf Aufwendungsersatz des Anlagenbetreibers. Der bilanzielle Ausgleich der Netzbetreiber untereinander kann damit ebenfalls entfallen.

Zu Nummer 14 (§ 14e)

Der neu eingefügte § 14e Absatz 2b EnWG sieht vor, dass ein Netzanschlusssuchender 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 zu erhalten. Hierdurch wird der zentrale Einstieg in das digitale Anschlussverfahren nach § 14e Absatz 2 um die Möglichkeit der unverbindlichen Vorabauskunft ergänzt.

Zu Nummer 15 (§ 15c Absatz 2)

Es handelt sich um eine redaktionelle Korrektur, da versehentlich ein Pflichtinhalt des Netzentwicklungsplans gelöscht wurde.

Zu Nummer 16 (§ 17 Absatz 5 bis 7)

Die neu eingefügten § 17 Absätze 5 bis 7 EnWG dienen der Erhöhung der Transparenz im Netzanschlussverfahren von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen.

Absatz 5 dient der fristgerechten Umsetzung von Artikel 31 Absatz 3, Unterabsatz 2, der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/XXX 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/XXX, 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 zu diesem Zeitpunkt 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** 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 4** stellt klar, dass die Vorgabe aus Satz 1 für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nur übergangsweise gilt und durch die weiterreichenden Anforderungen nach Absatz 6 abgelöst wird. Die neu eingefügten Bestimmungen in § 17 Absatz 6 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. **Satz 5** stellt darüber hinaus klar, dass detailliertere Vorgaben, wie sie in der Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (KraftNAV), im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023 und im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vorgesehen sind, unberührt bleiben. Hier existieren bereits detaillierte Vorgaben zur Struktur zum Prozess der Bearbeitung von Netzanschlussbegehren, wie beispielsweise § 8 EEG 2023, die über die Frist von 3 Monaten und die allgemeine Bestimmung zu klaren und transparenten Informationen hinausgehen.

Absatz 6 (neu) setzt 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.

In Absatz 6 (neu) wird – mit etwas mehr Vorlaufzeit als in Absatz 5 – ein klar umrissenes, detaillierteres, einheitliches Verfahren zur Stellung von Netzanschlussbegehren von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen im Elektrizitätsverteilernetz eingeführt. Darunter

fallen auch (Groß-)Wärmepumpen oder Ladepunkte für E-Mobile. 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 ausgestaltet. So soll für alle Netzanschlussbegehren ein möglichst kurzer und planbarer zeitlicher Ablauf erzielt werden.

Satz 1 präzisiert den zeitlichen Anwendungsbereich der Vorschrift. Die neuen Vorschriften gelten für Netzanschlussbegehren, die ab dem 1. Januar 2026 gestellt werden, also dem Netzbetreiber ab diesem Datum zugehen. Erfasst sind grundsätzlich alle Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen, einschließlich Energiespeicheranlagen, die an das Elektrizitätsverteilernetz angeschlossen werden sollen. Ebenso sind sowohl Neuanschlüsse erfasst, als auch Begehren auf Änderung oder Erweiterungen bestehender Anschlüsse.

Um Anschlussbegehrenden bereits vor der eigentlichen Stellung eines Anschlussbegehrens eine hohe Transparenz zu ermöglichen, sieht **Satz 2** vor, dass der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes auf seiner Internetseite allgemeine Informationen zum Ablauf der Prüfung des Begehrens (Nummer 1) sowie zu den durch die Anschlussbegehrenden einzureichenden Informationen (Nummer 2) zur Verfügung stellt. Nummer 2 sieht hierbei vor, dass anzugeben ist, welche Informationen seitens des Anschlussbegehrenden für eine jeweilige Anlagenart zu übermitteln sind. Hierbei sind alle benötigten Daten aufzulisten.

Satz 3 gibt Netzbetreibern, die die Stellung eines Netzanschlussbegehrens über eine Plattform 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. Macht ein Netzbetreiber von der Möglichkeit Gebrauch, hat er nach **Satz 4** in geeigneter Weise darauf hinzuweisen, dass die Stellung des Anschlussbegehrens nur über die Plattform auf seiner Internetseite möglich ist.

Satz 5 sieht sodann vor, dass der Netzbetreiber nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens unverzüglich eine Eingangsbestätigung in Textform zu übermitteln hat. Dadurch soll der Fristbeginn für den Anschlussbegehrenden leichter nachweisbar und überprüfbar werden.

Nach **Satz 6** hat der Netzbetreiber das Ergebnis der Prüfung des Begehrens, einschließlich des Ergebnisses der Netzverträglichkeitsprüfung, für alle Anlagen in allen Spannungsebenen des Elektrizitätsverteilernetzes dem Anschlussbegehrenden 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 bereits eine Spezialregelung, die ebenfalls eine Frist von acht Wochen vorsieht.

Bei Mitteilung des Ergebnisses der Prüfung ist darüber hinaus nach **Satz 7**, erster Halbsatz, ein Zeitplan zur Herstellung, Änderung oder Erweiterung des Netzanschlusses zu übermitteln. Satz 7, 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 6, zweiter Halbsatz stellt insofern

klar, dass über § 17 Absatz 2 Satz 3 dabei auch eine Auskunft über den Zeitbedarf notwendiger Netzausbaumaßnahmen verlangt werden kann.

Unmittelbar nach Eingang des Netzanschlussbegehrens, d.h. zu Beginn der Frist von acht Wochen, sieht **Satz 8** 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. nachfordern. 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 9** beginnt die Acht-Wochen-Frist aus Satz 6 im Fall einer Nachforderung von Informationen ab Vorliegen der nachgeforderten Unterlagen erneut. Hierbei ist nach **Satz 10** in entsprechender Anwendung von Satz 5 erneut eine Eingangsbestätigung zu erteilen. Nachforderungen nach Ablauf der Zwei-Wochen-Frist aus Satz 8 sind zwar zulässig, berühren den Lauf der ursprünglichen Frist von acht Wochen nach Satz 6 hingegen nicht. Auch ergibt sich aus Satz 8 und Satz 9, 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.

Satz 11 schreibt sodann den Mechanismus der Zwei-Wochen-Rückmeldefrist für den Netzbetreiber im Hinblick auf die nachgeforderten Informationen fort. Nach Eingang der nachgeforderten Informationen muss der Netzbetreiber erneut innerhalb von zwei Wochen prüfen, ob diese vollständig sind. Fehlen weiterhin bereits ursprünglich angeforderte Informationen, hat der Netzbetreiber hierauf innerhalb von zwei Wochen hinzuweisen. In diesen Fällen beginnt nach **Satz 12** die Acht-Wochen-Frist erneut mit Eingang der benannten fehlenden Informationen. Ebenfalls erneut ist nach **Satz 13** der Eingang von Informationen in Textform zu bestätigen. Die Nachforderung neuer Informationen, die ursprünglich nicht nachgefordert wurden, hat keine Auswirkungen auf den Fristlauf.

Um sowohl eine Standardisierung der für ein Netzanschlussbegehren benötigten Informationen als auch der Rückmeldungen seitens der Netzbetreiber zu erreichen, erteilt **Satz 14** den Auftrag an die Netzbetreiber zur Standardisierung. Zudem soll die Rückmeldung, die Netzbetreiber Anschlussbegehrenden 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.

Satz 15 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 die Verordnung fallen, richtet sich das Anschlussverfahren allein 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 den unberührt bleibenden § 8 EEG 2023. Das Anschlussverfahren von Anlagen, die von diesen Gesetzen erfasst werden, wird durch § 17 Absatz 5 EnWG nicht erfasst.

§ 17 Absatz 7 EnWG (neu) bestimmt, dass kürzere Fristen als die in § 17 Absatz 6 EnWG (neu) vorgesehenen Fristen von acht bzw. zwei Wochen unberührt bleiben. Sind in Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Netzbetreiber nach § 19 Absatz 1 EnWG oder in technischen Mindestanforderungen nach § 19 Absatz 4 EnWG kürzere Fristen vorgesehen, ersetzen diese die in § 17 Absatz 6 EnWG (neu) genannten Fristen.

Zu Nummer 17 (§ 17a)

Der neu eingefügte **§17a EnWG** dient der Erhöhung der Transparenz beim Netzanschluss und sieht hierzu eine unverbindliche Netzanschlusssauskunft 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/XXX, wider.

Dabei verpflichtet **Absatz 1** die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen dazu, verfügbare und reservierte Netzanschlusskapazitäten auf ihrer jeweiligen Internetseite zu veröffentlichen und monatlich zu aktualisieren. **Satz 2** präzisiert, dass davon Netzanschlusskapazitäten in der Umspannebene von Höchstspannung zu Hochspannung (Netzebene 2) und in der Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung (Netzebene 4) erfasst sind. Auf diese Weise kann die erforderliche Information zu verfügbaren Netzanschlusskapazitäten erreicht werden. **Satz 3** stellt klar, dass auf die tatsächliche Verfügbarkeit der veröffentlichten Kapazitätswerte kein Rechtsanspruch besteht. Die für die Berechnung der Kapazität verwendeten Kriterien sind nach **Satz 4** transparent darzustellen. **Satz 5** präzisiert für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, dass die Verpflichtung nach den Sätzen 1 bis 4 durch die in Absatz 2 näher ausgestalteten und weiterreichenden Anforderungen an eine unverbindliche Netzanschlusssauskunft abgelöst wird.

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 über die Anforderungen nach dem europäischen Rechtsrahmen hinaus. Ein Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes ist hiernach dazu verpflichtet, zwei Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes 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 sowie die mit dem Anschluss einhergehenden Kosten 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 einschließlich der 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 Anschlussbegehrenden 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. Durch solche Online-Tools soll die Transparenz beim Netzanschluss deutlich erhöht werden. Sie ermöglichen Netzanschlusssuchenden eine unverbindliche und schnelle Abfrage der für den Netzanschluss relevanten Informationen, die über die im Rahmen der Auskunft nach Absatz 1 zur Verfügung gestellten Informationen hinausgeht. Dies umfasst die Lokalisierung geeigneter Verknüpfungspunkte und die Schätzung der voraussichtlichen Kosten für die Anbindungsleitung zwischen der Anlage und den ermittelten Netzverknüpfungspunkten. 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 Netzanschlusssauskunft 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 zu Netzverknüpfungspunkten auf Mittelspannungsebene sowie auf den Umspannebenen von Hoch- auf Mittelspannung und von Mittel- auf Niederspannung. Die genauere Ausgestaltung wird in den nachfolgenden Sätzen präzisiert. **Satz 2** präzisiert den Anwendungsbereich weiter: Die Auskunft ist für Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Verbrauchseinrichtungen (z.B. Schnellladepunkte für Elektromobile) ab einer Nennleistung von 135 Kilowatt anzubieten. Unter Nennleistung ist diejenige Leistung zu verstehen, die eine Anlage bei bestimmungsgemäßigem 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. 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 und es besteht somit kein vergleichbarer Bedarf nach einer unverbindlichen Netzanschlussauskunft.

Über das Online-Tool erfolgt nach Angabe der gewünschten Nennleistung und des Standorts des Vorhabens eine Prognose mit den in **Satz 3** Nummer 1 bis 4 aufgeführten Inhalten. Diese Prognose umfasst nach **Nummer 1** die Angabe des – bezogen auf die Luftlinie – nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkts, an dem die angefragte Nennleistung bereits jetzt, also ohne weitere Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- oder Ausbaumaßnahmen, ans Netz angeschlossen werden kann. Nach **Nummer 2** ist außerdem zu ermitteln, ob es einen noch näher als Nummer 1 gelegenen Verknüpfungspunkt gibt, für den Kapazitätsreservierungen vorliegen und der nur deshalb nicht über ausreichend Netzanschlusskapazität verfügt. In diesem Fall ist der Umfang und die korrespondierende, verbleibende Reservierungsdauer anzugeben. Im Fall von Erneuerbarer Energien Anlagen sind die Vorgaben nach § 8a EEG (neu) zu beachten. Die anzugebende Dauer ist in diesem Fall die verbleibende Dauer des aktuellen Reservierungsabschnitts nach § 8a Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 (neu). **Nummer 3** sieht sodann vor, dass Netzverknüpfungspunkte ausgewiesen werden, die weiter als der in Nummer 1 bestimmte Netzverknüpfungspunkt entfernt liegen und ebenfalls für einen Anschluss geeignet sind. Schließlich sieht **Nummer 4** vor, dass auch unter Berücksichtigung künftiger Kapazitätserweiterungen zur Verfügung stehende Netzverknüpfungspunkte auszuweisen sind. Hierbei geht es um geplante Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen, insbesondere solche, die in den Netzausbauplänen nach § 14d EnWG enthalten sind.

Nach **Satz 4** haben Netzbetreiber für die nach Satz 3 Nummer 1 bis 4 ausgewiesenen Netzverknüpfungspunkte eine Schätzung der voraussichtlichen Kosten für die jeweilige Anbindungsleitung zu erstellen. Hierfür können pauschalisierte Werte genutzt werden, die die Distanz des jeweiligen Netzverknüpfungspunkts zum Standort des Vorhabens berücksichtigen.

Satz 5 stellt klar, dass auch im Rahmen der Auskunft nach Absatz 2 kein Rechtsanspruch auf die tatsächliche Verfügbarkeit der im Rahmen der Prognose ermittelten Netzverknüpfungspunkte oder auf die Höhe der Kostenschätzung 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.

Absatz 3 macht weiterführende Angaben zur technischen Ausgestaltung der Prognose nach Absatz 2. In den **Sätzen 1 und 2** wird die Darstellungs- und Übermittlungsform der Dateneingabe und -ausgabe bestimmt. So soll der Anlagenstandort 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 soll über eine

automatisierte Schnittstelle erfolgen, wenn die Daten zuvor über eine Schnittstelle eingegeben wurden. Über diese Programmierschnittstellen soll es Projektierenden 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 Nutzung der Programmierschnittstelle erfolgen. Bei den technischen Vorkehrungen ist der Stand der Technik zu beachten.

Absatz 4 regelt Informationspflichten im Zusammenhang mit der der für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber nach Absatz 2 vorgesehenen elektronischen Anschlussauskunft. **Satz 1** verpflichtet den Netzbetreiber, auf seiner Internetseite die zur Berechnung der verfügbaren Netzanschlusskapazität verwendeten Kriterien transparent darzustellen. Um die ordnungs- und firstgemäße Inbetriebnahme der Online-Tools zu überwachen, sehen die **Sätze 2 und 3** zudem eine Meldepflicht der Netzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur vor.

Absatz 5 verpflichtet die Verteilernetzbetreiber, die Inhalte und Formate der Prognose, der Kostenschätzung sowie der Schnittstellen für den automatisierten Datenimport untereinander zu vereinheitlichen. Bei der Spezifikation der Schnittstellen bietet es sich an, auch die Nutzenden, etwa Branchenverbände der Erneuerbaren Energien, einzubinden.

Zu Nummer 18 (§ 18 Absatz 4 und 5)

§ 18 Absatz 4 EnWG (neu) dient, wie § 17 Absatz 5 EnWG (neu), der fristgerechten Umsetzung von Artikel 31 Absatz 3, Unterabsatz 1, der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711, im Anwendungsbereich des § 18 EnWG. Hierfür ist § 17 Absatz 5 EnWG (neu) entsprechend anzuwenden. Dabei ist vorgesehen, dass die Verpflichtung nur greift, sofern für den Anschluss oder die Änderung des Anschlusses einer Anlage die Zustimmung des Netzbetreibers erforderlich ist. So soll sichergestellt sein, dass die Anwendung von § 17 Absatz 6 EnWG (neu) keine neuen Pflichten zur Stellung eines Begehrens und korrespondierender Prüfung aufstellt, sondern nur an bereits bestehende anknüpft. Da die Vorgaben aus § 18 EnWG nur Elektrizitätsverteilernetzbetreiber adressieren, ist die Verpflichtung aus § 17 Absatz 5 Satz 1 EnWG (neu) auch hier nur solange anzuwenden, bis die Verpflichtung aus § 18 Absatz 5 EnWG (neu) in Verbindung mit § 17 Absatz 6 EnWG (neu) greift.

Der neue **§ 18 Absatz 5 EnWG (neu)** sieht die Anwendung des neuen Fristenregimes aus § 17 Absatz 6 auch für die Niederspannung vor. **Satz 1** sieht, parallel zu der Formulierung in Absatz 4 (neu), die Anwendung von § 17 Absatz 6 EnWG (neu) vor, sofern für den Anschluss oder die Änderung des Anschlusses einer Anlage die Zustimmung des Netzbetreibers erforderlich ist. 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 von § 17 Absatz 6 Satz 14 EnWG (neu) ist dabei 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 bereits bestehenden Pflicht in § 19 Absatz 4 Satz 2 NAV zu verstehen. Dort ist bereits die Vereinheitlichung der Formate und Inhalte für Informationen die seitens der Anschlussnehmer oder -

nutzer übermittelt werden bis 1. Januar 2024 vorgesehen. Diese Pflicht bleibt unberührt. Die entsprechend anwendbare Pflicht aus § 17 Absatz 6 Satz 14 EnWG (neu) geht insoweit darüber hinaus, als dass auch die Rückmeldung seitens der Netzbetreiber zu standardisieren sind. Für letztes gilt die in § 17 Absatz 5 Satz 14 EnWG (neu) vorgesehene Frist zum 1. Januar 2026.

Satz 2 sieht vor, dass sofern in der NAV kürzere Fristen vorgesehen sind, diese die Fristen aus § 17 Absatz 6 EnWG (neu) ersetzen. Nach **Satz 3** gilt das über den Verweis auf **§ 17 Absatz 7 EnWG** (neu) auch, wenn in Technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber, beispielsweise in Fällen des § 20 Satz 3 NAV, oder in Technischen Mindestanforderungen nach §19 Absatz 4 EnWG kürzere Fristen vorgesehen sind.

Zu Nummer 19 (§ 19a)

Zu Buchstabe a

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 b

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umsetzung der aufgrund des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021 geänderten Ministeriumsbezeichnung.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umsetzung der aufgrund des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021 geänderten Ministeriumsbezeichnung.

Zu Nummer 20 (§ 20)

Zu Buchstabe a

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 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 Netzzuganges. 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 Ordnungsgeber 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.

Zu Nummer 21 (§ 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 Letztverbraucher keine Wechselgebühren in Rechnung gestellt werden. Dies gilt auch dann, wenn die Energielieferung mit anderen Dienstleistungen, Geräten oder Produkten 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 22 (§ 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 könnte eine Schnittstelle vorzuhalten sein, die eine gemeinsame Nutzung der hier vorgesehen Internetplattform mit den Plattformen der Netzbetreiber zur Übermittlung von Netzanschlussbegehren (Netzanschlussportalen) ermöglicht. Die Plattform ist so einzurichten, dass unmittelbar eine Rückmeldung an die Anfragenden in Echtzeit erfolgt.

Die Plattform soll bereits zum Juli 2025 errichtet werden, damit ein funktionierender Betrieb zum 1. Juli 2026 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 ab dem 1. Juli 2026 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 verfügen in der Regel nicht über einen standardisierten Zugang zur Marktkommunikation sodass ihnen eine niederschwellige Kommunikationsmöglichkeit zur Eröffnung 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 Strombinnenmarkttrichtlinie 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 23 (§ 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 24 (§ 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 Abschlüsse vorzusehen, um auf die Nichteinhaltung von Vorgaben zu Bearbeitungsfristen von Netzanschlussbegehren zu reagieren.

Zu Nummer 25 (§ 23b)

Die Vorschrift ist eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 26 (§ 23c)

Mit der Einführung der zusätzlichen Absätze 3a bis 3c 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 veröffentlicht werden müssen, wie hoch der Anteil aus erneuerbaren Energiequellen erzeugter Elektrizität und der Gehalt an Treibhausgasemissionen der in der Gebotszone gelieferten Elektrizität ist. Die Häufigkeit der Bereitstellung muss den Handelsintervallen des deutschen Marktes entsprechen, so dass die Vorschrift eine mindestens stündliche Aktualisierung der bereitgestellten Daten und Informationen sowie eine 24- Stunden-Prognose zur Entwicklung der bereitgestellten Daten vorsieht.

Da die Artikel 20a Abs. 1 der Richtlinie als Maßstab die Gebotszone heranzieht, werden die Übertragungsnetzbetreiber durch den neuen Absatz 3a gemeinsam verpflichtet, entsprechende Informationen und Daten auf einer gemeinsamen Internetseite zu veröffentlichen bzw. bereitzustellen.

Absatz 3b 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 von näher bezeichneten Adressaten automatisch ausgelesen werden können müssen. Dabei werden Satz 3 Nummer 1 bis 4 in Form von Fallbeispielen solche Verbrauchs- und Messeinrichtungen genannt, denen bei der Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen eine besondere Bedeutung zukommt bzw. zukommen kann. Um einen ausreichenden Schutz personenbezogener Daten zu gewährleisten, ist geregelt, dass 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 müssen.

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 27 (§ 23d)

Die Regelung ist eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 28 (§ 25)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 29 (§ 27)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 30 (§ 28)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 31 (§ 35)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe b

Mit der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie werden neue Verbraucherplichten für dynamische Stromtarife und Festpreisverträge eingeführt. Die Vorgaben sind in § 41a umgesetzt. Der Verweis in § 35 Absatz 1 Nummer 1 ist entsprechend anzupassen.

Zu Nummer 32 (§ 37)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 33 (§ 39)

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 34 (§ 40a)

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

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 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 35

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 Nummer 36

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 37

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.

Zu Nummer 38 (§ 41)

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

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 Doppelbuchstabe bb

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 cc

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 um 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 39 (§ 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 enthaltene Verpflichtung der Versorger, Endkunden 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 wird die Regelung zu dynamischen Stromtarifen um den Vertrag mit Festpreistarif ergänzt. Artikel 11 der novellierten Strommarktrichtlinie führt eine Verpflichtung für Stromlieferanten mit mehr als 200 000 Letztverbrauchern ein, 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.

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 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 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 40 (§ 41b Absatz 6 Satz 1)

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 Wegfall des § 118b EnWG.

Zu Nummer 41

Die novellierte Gasrichtlinie enthält Vorgaben für den Inhalt von Gas- und Wasserstoff-rechnungen 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 Nummer 42 (§ 41f -neu)

Die Übergangsregelung in § 118b EnWG sah Regelungen für Versorgungsunterbrechungen außerhalb der Grundversorgung vor. Diese Regelungen sollen dauerhaft beibehalten werden. Sie dienen der Einheitlichkeit und der besseren Übersichtlichkeit der Vorgaben für Energielieferverträge außerhalb der Grundversorgung und stärken dadurch den Verbraucherschutz. Darüber hinaus dienen sie der Umsetzung von Artikel 28a der Strombinnenmarktrichtlinie.

Als beanstandet bzw. streitig im Sinne von Absatz 3 gelten auch Forderungen, gegen die der Kunde eine Verbraucherbeschwerde im Sinne von § 111a EnWG eingereicht hat oder Forderungen, die Gegenstand eines Verfahrens zur außergerichtlichen Streitbeilegung nach § 111b EnWG sind. Dies bedeutet, dass der Energielieferant aus Gründen, die Gegenstand einer Beschwerde nach § 111a EnWG oder einer außergerichtlichen Streitbeilegung nach § 111b EnWG sind, die Energielieferung nicht unterbrechen lassen darf.

Zu Nummer 43 (§ 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 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 werden 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 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 Letztverbraucherbegriff nach § 3 Nummer 25 ist dies gewährleistet. Durch die Einschränkung des Satzes 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 Letztverbrauchern ist eine Vereinbarung über die gemeinsame Nutzung von Strom erforderlich, die die Grundlage der Stromlieferung darstellt. Es entspricht den Vorgaben der novellierten Strommarktrichtlinie nach Artikel 15a Absatz 2 Satz 2, professionelle Stromversorger von der Teilnahme an dem Modell auszuschließen, was mit Nummer 2 umgesetzt wird. Entscheidende technische Voraussetzung für die Möglichkeit der gemeinsamen Nutzung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen ist zudem die viertelstündliche Messung der Strombezugsmengen bei sämtlichen mitnutzenden Letztverbrauchern. Damit ist auch für dieses Modell der Einbau eines intelligenten Messsystems im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes Voraussetzung.

Mit Absatz 2 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 gesetzlich 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.

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 3 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 4 setzt Artikel 15a Absatz 3 der novellierten Strommarktrichtlinie um, mit dem klargestellt wird, dass sich Letztverbraucher, die Betreiber einer Anlage nach Absatz 1 sind, im Zusammenhang mit der Umsetzung und energiewirtschaftlichen Abwicklung ihrer Vereinbarung zur gemeinsamen Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien auch 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 5 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. Für den im Rahmen der gemeinsamen Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien verbrauchten Strom fallen nach den jeweils geltenden Vorgaben Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte an. Um zu vermeiden, dass jeder mitnutzende Letztverbraucher nun ein eigenes Vertragsverhältnis mit seinem Netzbetreiber eingehen muss, um diese Zahlungen abwickeln zu können, wird mit Absatz 6 die Möglichkeit eröffnet, die Zahlung der Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte über die „üblichen“ Wege und damit über den Lieferanten abzuwickeln. Dies würde allerdings eine zusätzliche Dienstleistung des Lieferanten darstellen.

Mit Absatz 7 wird Artikel 15a Absatz 4 Buchstabe c in Verbindung mit Satz 2 Buchstabe a und b der novellierten Strommarkttrichtlinie umgesetzt, so dass im Rahmen gemeinschaftlich genutzter Anlagen bis zu den Schwellenwerten, verbraucherschützende Lieferantenpflichten keine Anwendung finden.

Zu Nummer 44 (§ 43b Absatz 1)

Zu Buchstabe a

.Die neue Nummer 3 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 Buchstaben a und b regeln Fälle, in denen die Vermutung ausnahmsweise nicht gilt. Sachverständigengutachten, Bestandserfassungen und Auswirkungsprognosen, sowie Daten über ökologische Verhältnisse am Standort oder in seiner Umgebung, die im Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung älter als 5 Jahre sind, unterfallen nicht der Vermutungsregel (Buchstabe a)). Bei Hinweisen auf eine Veränderung des Sachverhalts (Buchstabe b) gilt die Vermutungsregel nicht, wenn diese Sachverhaltsänderungen zu einer abweichenden Entscheidung der zuständigen Behörde führen können. Eigene Erkenntnis der Behörde gemäß Buchstabe b) 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.

Satz 2 dient der Klarstellung, dass die den Unterlagen nach Satz 1 zugrundeliegenden Daten der Planfeststellung und Plangenehmigung 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 5 Jahren ist auszugehen, wenn für diese Art der Daten keine Veränderung zu erwarten ist.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Einfügung der neuen Nummer 3.

Zu Nummer 45 (§ 49)

Die Änderung erfolgt zur Behebung eines gesetzgeberischen Redaktionsversehens in Form eines grammatikalischen Fehlers.

Zu Nummer 46 (§ 49a Absatz 3)

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 § 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 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 § 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, zu eigen 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.

Dafür wird § 49a Absatz 3 umfassend neu gefasst:

Durch die Ersetzung des Wortes „Kosten“ durch das Wort „Mehrkosten“ in § 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 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.

Durch § 49a Absatz 3 Satz 3 wird klargestellt, dass die Festlegung des Enddatums 2065 für die Kostenerstattung in Satz 2 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 3 Satz 4 führt den auch nach bisheriger Rechtslage (bisheriger Satz 2) bestehenden Grundsatz der Einmalzahlung zwar fort, verweist aber erstmals auch auf Ausnahmen von diesem Prinzip, die in den neu eingefügten Sätzen 6 bis 8 für den Bereich der Wartungs- und Instandhaltungskosten geregelt werden.

§ 49a Absatz 3 Satz 5 beschränkt den bisher in Satz 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 Instandhaltungskosten, fallen denklogisch nicht unter diese Regelung, wie auch die in ihr beinhaltete Bezugnahme auf die Inbetriebnahme der Maßnahme zeigt.

§ 49a Absatz 3 Satz 6 soll einen bestmöglichen Interessenausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den betroffenen Infrastrukturbetreibern ermöglichen. Deshalb wird in Abweichung vom Grundsatz der Einmalzahlung (Satz 4) unter bestimmten Voraussetzungen ein Wahlrecht 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 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 Spannungsfeld 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 3 Satz 7 sieht als weitere Möglichkeit auch pauschale jährliche Abrechnungen vor, die auf Verlangen des betroffenen Infrastrukturbetreibers zwischen diesem und dem Übertragungsnetzbetreiber vereinbart werden können. Der Infrastrukturbetreiber kann also zwischen insgesamt vier Optionen wählen: Einmalzahlung auf Nachweis (wie gehabt), Einmalzahlung pauschal, jährliche Abrechnung auf Nachweis nach Satz 6 oder pauschale jährliche Abrechnung nach diesem Satz 7 in Vereinbarung mit dem Übertragungsnetzbetreiber.

Durch § 49a Absatz 3 Satz 8 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 3 Satz 2 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 bisherigen Sätze 4 und 5 in Satz 9 und 10 handelt sich um eine Folgeanpassung der Einfügung von fünf neuen Sätzen in Absatz 3. Es bleibt insbesondere wie nach dem bisherigen § 49a Absatz 3 Satz 4 (jetzt Satz 9) dabei, dass weitergehende Ansprüche gegen die Übertragungsnetzbetreiber als die in den Sätzen 2 und 4 bis 8 geregelt ausgeschlossen sind.

Zu Nummer 47 (§ 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 temporäre 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 48 (§ 50)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 49 (§ 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 50 (§ 51a)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 51 (§ 53)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 52 (§54)

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.

Zu Nummer 53 (§ 57)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 54 (§ 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.

Zu Buchstabe a

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 Buchstabe b

Artikel 10 Absatz 2 der REMIT-Verordnung sieht vor, dass die nationalen Regulierungsbehörden unter anderem mit den zuständigen Finanzbehörden der Mitgliedstaaten austauschen. Vor diesem Hintergrund wird in Absatz 2, der den Informationsaustausch zwischen der BNetzA und weiteren Behörden regelt, das Bundeszentralamt für Steuern ergänzt.

Zu Nummer 55 (§ 59)

Entscheidungen nach § 13I Absatz 3 über Umrüstungsverlangen nach § 13I 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 56 (§ 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 57 (§ 63)

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 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.

Zu Nummer 58 (§ 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 59 (§ 75)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 60 (§ 91)

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 61 (§ 95)

Zu Buchstabe a

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 Artikel 5 „fehlerhafte Gebote“ („erroneous orders“ in der englischen Sprachfassung) 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 b

Zu Doppelbuchstabe aa

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 Doppelbuchstabe bb

Die Ergänzung der neuen Nummer 2 in Absatz 1d erfolgt aufgrund der, durch die Änderungsverordnung (EU) 2024/1106 zur Verordnung (EU) 1227/2011 neu hinzugekommen, Pflicht für Marktteilnehmer aus Drittländern zur Benennung eines Vertreters in einem der Mitgliedstaaten, sowie dessen Ausstattung mit ausreichenden Befugnissen zur Wahrnehmung seiner Aufgabe zur Kooperation mit den Regulierungsbehörden im durch Art. 9 Abs. 1 a) - c) festgelegten Umfang. Der Wortlaut des Verordnungstextes macht hinsichtlich der Qualität des Normbefehls keine erkennbare Unterscheidung zwischen der Pflicht zur Bestellung des Vertreters und derer zur Ausstattung mit ausreichenden Befugnissen woraus zu folgern ist, dass sowohl eine unterbliebene, als auch eine unzureichende Bevollmächtigung einen bußgeldbewährten Verstoß darstellen sollen.

Zu Doppelbuchstabe cc

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Einfügung der neuen Nummer 2.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung zu Buchstabe d mit dem ein neuer Absatz 2a eingefügt wird.

Zu Buchstabe d

Die Sanktionsvorschriften der REMIT-Verordnung werden erheblich geändert. Wegen des Umfangs der umzusetzenden Änderungen werden die Bußgeldtatbestände nach der REMIT-Verordnung zukünftig in dem neuen Absatz 2a 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 im neuen Absatz 2a vorgenommen.

Zu Nummer 62 (§ 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 Unternehmen und Verbrauchern über den Anschluss an das Strom- oder Gasversorgungsnetz, die Belieferung mit Strom oder Gas sowie deren Messung gilt.

Zu Nummer 63 (§ 111c)

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 Nummer 64 (§ 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 Nummer 65 (§ 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.

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 66 (§ 118)

Zu Buchstabe a (Absatz 52)

Es handelt sich um die Beseitigung eines Redaktionsversehens.

Zu Buchstabe b

Absatz 54

Um eine Regelungslücke bis zum möglichen Erlass einer Verordnung im Sinne des § 11 Absatz 3 Satz 2 zu vermeiden, sieht Absatz 54 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.

Absatz 55

Der Betrieb eines Wasserstofftransportnetzes wird, wie bei Stromübertragungsnetzen und Gasfernleitungsnetzen, zukünftig der Zertifizierung durch die Regulierungsbehörde bedürfen. Das EU-Gas- und Wasserstoffinnenmarktpaket 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 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 Nummer 67 (§ 118b)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Verstetigung des bisherigen Regelungsgehalts von § 118b EnWG im neuen § 41f EnWG.

Zu Artikel 2 (Weitere Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes)

Zu Nummer 1

Die Änderungen in § 14 treten nach Artikel 8 Absatz 2 am [01. Januar 2032] in Kraft. Damit wird die Beschränkung des bilanziellen Ausgleichs auf die Übertragungsnetzbetreiber durch die Ausnahme der Verweise auf § 13a Absatz 1 Satz 1 und 2 befristet.

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

Die Änderungen in § 14 treten nach Artikel 8 Absatz 2 am [01. Januar 2032] in Kraft. Damit wird die Beschränkung des bilanziellen Ausgleichs auf die Übertragungsnetzbetreiber durch die Ausnahme der Verweise auf § 13a Absatz 1 Satz 1 und 2 befristet.

Zu Buchstabe b

Die Änderungen in § 14 treten nach Artikel 8 Absatz 2 am [01. Januar 2032] in Kraft. Damit wird die Beschränkung des bilanziellen Ausgleichs auf die Übertragungsnetzbetreiber durch die Ausnahme der Verweise auf § 13a Absatz 1 Satz 1 und 2 befristet.

Zu Artikel 3 (Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz)

Zu Nummer 1 (§ 9)

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 Nummer 2 (§ 22)

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 den gleichen Regeln des § 22 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz wie der gesamte Plan durchgeführt werden sollte.

Zu Nummer 3 (§ 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 Artikel 4 (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.

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

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 2

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 Netzentwicklungsplans 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 3

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.

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 4

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 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.

Zu Nummer 5

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 Niederlanden 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.

Zu Nummer 6

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 Landesgrenze als Freileitung zu realisieren. Als Folge müssen auch die einzelnen Netzverknüpfungspunkte entsprechend angepasst werden.

Zu Nummer 07

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 Planung - 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 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.

Zu Nummer 8

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.

Zu Nummer 9

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 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 Ämtern 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 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 108 ist als ein grenzüberschreitendes Vorhaben gekennzeichnet.

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.

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 114 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet.

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 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 als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden kann.

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 Versorgungssicherheit 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 Bezirk West (Frankfurt am Main) – Schwanheim (Frankfurt am Main)

Das Vorhaben 121 dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit im Raum Frankfurt. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk im Bezirk West (Frankfurt am Main) 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 121 ist als Vorhaben zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung gekennzeichnet, das als Pilotprojekt nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden kann.

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 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 B 431 südlich Roßkopp (Wewelsfleth) nach L 111 östlich Allwörden (Freiburg (Elbe)/Wischhafen) als länderübergreifendes Vorhaben und zusätzlich 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.

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)

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

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.

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 – 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.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Ottendorf-Okrilla/Stadtbezirk Klotzsche (Dresden) 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 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 muss 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.

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 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 – 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.

Die Umspannwerke in der Gemeinde Grabowhöfe, Jerichow 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 – Höpfigen – 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 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 und 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.

Vorhaben 159: Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg – Großkrotzenburg/Hanau

Das Vorhaben 159 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.

Zu Artikel 5 (Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes)

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Zu Buchstabe a

Die Inhaltsübersicht wird um die Angabe zu § 8a EEG (neu) ergänzt.

Zu Buchstabe b

Die Änderung der Inhaltsübersicht ist eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 2 (§ 3)

Zu Buchstabe a (§ 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 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 b und Buchstabe c (§ 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. Im Gegensatz zu den hochaufgeständerten Solaranlagen nach § 3 Nummer 29a Buchstabe c EEG 2023, bei denen die lichte Höhe von 2,10 Metern an der Modulunterkante zu erfüllen ist, muss bei den beweglichen Solaranlagen 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 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 die 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.

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. – 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 bei Windenergieanlagen 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 fiktive 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 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

Die Ergänzung des § 8 Absatz 5 Satz 5 (neu) EEG 2023 dient der Umsetzung von Artikel 31 Absatz 3a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/XXX. Der Netzbetreiber muss 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. Für Anlagen nach Absatz 1 Satz 2 ist die Stellung des Anschlussbegehrens ohnehin bereits in Absatz 7 ab 1. Januar 2025 vorgesehen

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Änderung in § 8 Absatz 6 Satz 1 EEG 2023 dient der Angleichung der Terminologie an die neue Regelung in § 17 Absatz 6 EnWG.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderungen in § 8 Absatz 6 Satz 1 Nummer 1 EEG 2023 dienen der Klarstellung. Auch wenn der Netzanschluss nicht neu hergestellt, sondern geändert oder erweitert wird, ist ein Zeitplan hierfür zu übermitteln. Zudem wird klargestellt, dass sich der mitzuteilende Zeitplan auch auf den Zeitbedarf für etwaig notwendige Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen des Netzes erstreckt.

Zu Buchstabe c

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Ergänzung und Änderung in § 8 Absatz 7 Satz 1 EEG 2023 sind redaktioneller Natur.

Zu Doppelbuchstabe bb

Zu Dreifachbuchstabe aaa

Die Änderung in § 8 Absatz 7 Satz 4 EEG 2023 dient der Angleichung der Terminologie an § 17 Absatz 6 EnWG (neu).

Zu Dreifachbuchstabe bbb

Die Änderungen in § 8 Absatz 7 Satz 4 Nummer 1 EEG 2023 erfolgen parallel zu den Änderungen in § 8 Absatz 6 Satz 1 Nummer 1 EEG 2023 und dienen der Klarstellung.

Zu Buchstabe d

§ 8 Absatz 8 (neu)

§ 8 Absatz 8 EEG 2023 (neu) führt die Vorschriften des bisherigen § 8 Absatz 5 und Absatz 6 EEG 2023 (alt) in einem neuen Absatz zusammen. Nach Satz 1 regeln die Bestimmungen des Absatzes den Prozess des Anschlussbegehrens ab 1. Januar 2026. Der Prozess zur Bearbeitung von Netzanschlussbegehren wird damit ab diesem Zeitpunkt in § 8 EEG 2023 und in der Neuregelung in § 17 Absatz 6 EnWG weitgehend parallel ausgestaltet.

Satz 2 sieht vor, dass der Netzbetreiber auf seiner Internetseite Transparenz über den Ablauf eines Netzanschlussbegehrens 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.

Satz 3 greift die in Absatz 5 Satz 5 (neu) eingefügte Vorschrift zur Umsetzung des Artikel 31 Absatz 3a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711, auf.

Die **Sätze 4 und 5** regeln die Möglichkeit für Netzbetreiber, die die Stellung eines Netzan-schlussbegehrens über ein Webportal ermöglichen, Anschlussbegehrende ausschließlich auf diesen Weg zu verweisen. Die Regelungen entsprechen § 17 Absatz 6 Satz 3 und 4 EnWG (neu), auf deren Begründung verwiesen wird.

Satz 6 sieht parallel zu § 17 Absatz 6 Satz 5 EnWG (neu) die Erteilung einer Eingangsbe-stätigung in Textform vor. Auf die dortige Begründung wird verwiesen.

Satz 7 entspricht im Wesentlichen dem bisherigen § 8 Absatz 6 Satz 1 EEG 2023 (alt). Es wird lediglich Nummer 3 kürzer gefasst, da ab 1. Januar 2025 für Anlagen nach Absatz 1 Satz 2 nur noch § 8 Absatz 7 EEG Anwendung findet, sodass eine Sonderregelung an die-ser Stelle entfallen kann.

Satz 8 sieht – parallel zu § 17 Absatz 6 Satz 8 EnWG (neu) – vor, dass Netzbetreiber un-mittelbar nach Eingang des Netzan-schlussbegehrens, d.h. zu Beginn der Frist von acht Wo-chen, innerhalb von zwei Wochen prüfen müssen, ob noch Angaben oder Unterlagen zur Bearbeitung des Begehrens fehlen und diese innerhalb der zweiwöchigen Frist ggf. nach-fordern müssen. Für die **Sätze 8 bis 13** wird auf die Begründung zu § 17 Absatz 6 Satz 8 bis 13 EnWG (neu) verwiesen.

Der bisherige § 8 Absatz 6 Satz 4 EEG 2023 (alt) wird zu **§ 8 Absatz 5 Satz 14 EEG 2023 (neu)**.

Parallel zu § 17 Absatz 5 Satz 14 EnWG (neu) verpflichtet **Satz 15** die Netzbetreiber, ein-heitliche Form- und Inhaltsvorgaben zu erlassen. Hiervon erfasst sind sowohl die Informa-tionen, die für ein Netzan-schlussbegehren benötigt werden, als auch die Beantwortung der Begehren seitens der Netzbetreiber.

§ 8 Absatz 9 (neu)

Der **neue § 8 Absatz 9 EEG 2023** löst ab 1. Januar 2026 den bisherigen § 8 Absatz 7 EEG 2023 a.F. ab, wie **Satz 1** anordnet.

In **§ 8 Absatz 9 EEG 2023 (neu)** erfolgen Anpassungen an das einheitliche Netzan-schluss-verfahren nach § 8 Absatz 8 EEG 2023 (neu) und § 17 Absatz 6 EnWG (neu), sowie redak-tionelle Änderungen im Vergleich zum bisherigen Absatz 7.

Satz 2 entspricht dem bisherigen § 8 Absatz 7 Satz 2 EEG 2023.

Satz 3 entspricht dem § 8 Absatz 8 Satz 6 EEG 2023 (neu).

Die **Sätze 4 und 5** entsprechen im Wesentlichen § 8 Absatz 7 Satz 3 und 4 EEG 2023, mit redaktionellen Anpassungen.

Satz 6 entspricht inhaltlich dem § 8 Absatz 7 Satz 5 EEG 2023.

Die neu eingefügten **Sätze 7 bis 12** entsprechen § 8 Absatz 8 Satz 8 bis 13 EEG 2023 (neu) und § 17 Absatz 6 Satz 8 bis 13 EnWG (neu). Auf die dortigen Begründungen wird verwiesen.

Satz 13 entspricht inhaltlich dem bisherigen § 8 Absatz 6 Satz 2 EEG 2023 (alt). **Satz 14** entspricht inhaltlich dem bisherigen § 8 Absatz 6 Satz 3 EEG 2023 (alt). Hierdurch entfällt der Bedarf für den bisher in § 8 Absatz 7 Satz 6 EEG 2023 (alt) enthaltenen Verweis.

Satz 15 klärt das Verhältnis des bereits in § 8 Absatz 7 Satz 5 EEG 2023 enthaltenen Standardisierungsauftrags zu dem in § 8 Absatz 8 Satz 15 EEG 2023 (neu) enthaltenen Auftrag an die Netzbetreiber zur Standardisierung: Der in § 8 Absatz 7 Satz 5 EEG 2023 enthaltene Auftrag bleibt inhaltlich und in zeitlicher Hinsicht unverändert. Zusätzlich sind aber bis 1. Januar 2026 auch die Rückmeldungen der Netzbetreiber zu standardisieren.

Der bisherige § 8 Absatz 7 Satz 7 EEG 2023 (alt) wird neugefasst als **Satz 14** Verwiesen wird auf das wie auch bisher vorgesehene Fortbestehen des Rechts der Anlagenbetreiber nach § 10 Absatz 1 EEG 2023 (vgl. § 8 Absatz 8 Satz 14 EEG 2023 (neu)). Daneben wird nun auch auf § 8 Absatz 8 Satz 4 EEG 2023 (neu) verwiesen, der dem Netzbetreiber die Berechtigung einräumt die Übermittlung des Anschlussbegehrens ausschließlich auf elektronischem Wege zu verlangen.

§ 8 Absatz 10 (neu)

§ 8 Absatz 10 EEG 2023 (neu) entspricht inhaltlich dem bisherigen § 8 Absatz 6a EEG 2023.

§ 8 Absatz 11 (neu)

In **§ 8 Absatz 11 EEG 2023 (neu)** wird die entsprechende Anwendbarkeit der Bestimmungen von § 8 EEG 2023 auf Stromspeicher vorgesehen, sofern diese gemeinsam mit einer Anlage nach § 8 Absatz 1 Satz 2 EEG 2023 angeschlossen werden. In diesen Fällen, in denen es sich um typische Kombinationen von PV-Dachanlagen mit sogenannten Heimspeichern handelt, soll ein gemeinsames Verfahren nach § 8 Absatz 9 EEG 2023 (neu) für das Anschlussbegehren durchgeführt werden. Dies gilt unabhängig davon, ob der Stromspeicher ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas zwischenspeichert. Hierdurch soll das Verfahren bei der Installation von Solaranlagen in Kombination mit Heimspeichern unabhängig von der Verwendung des Speichers erleichtert werden

Zu Nummer 5 (§ 8a EEG (neu))

Es wird ein **§ 8a EEG 2023 (neu)** eingefügt, der Kapazitätsreservierungen einen einheitlichen Rahmen geben soll. Der neu eingefügte § 8a EEG 2023 dient einerseits dazu, Anschlussbegehrenden mehr Planungs- und Investitionssicherheit zu geben. Es wird ein verpflichtender und einheitlicher Mechanismus zur Reservierung von Netzanschlusskapazitäten eingeführt, so dass Anschlussbegehrende Rechtssicherheit hinsichtlich des durch Netzbetreiber ermittelten Netzverknüpfungspunkts haben. Da reservierte Kapazitäten jedoch bei der Beantwortung nachfolgender Anschlussbegehren 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 Kriterien, die nach Absatz 2 zu entwickeln 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 Netzkapazität im Fall einer Nicht-Realisierung der Anlage sicherstellt, in besonderem Maße geboten. Zudem besteht hier ein Bedarf für einen bundesweit einheitlichen Mechanismus: so wird sichergestellt, dass bundesweit Kapazitätsreservierungen 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 Maße 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 Kapazitätsreservierungen 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 § 8 Absatz 8 Satz 7 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.

Absatz 2 erteilt den Netzbetreibern einen Auftrag, gemeinsame Reservierungskriterien zu entwickeln. Diese müssen objektiv, transparent sowie diskriminierungsfrei sein und müssen die Interessen der Anschlussbegehrenden angemessen berücksichtigen. Letzteres erfordert insbesondere, dass typische Projektabläufe bei Aufstellen der Kriterien berücksichtigt werden. Satz 2 gibt dem Inhalt der zu entwerfenden Kriterien 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 Anschlussbegehrende einen neuen Projektfortschritt nachweisen können. Zugleich sollte ein Abschnitt so kurz sein, dass Kapazitätsreservierungen 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 Anschlussbegehrende 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 Anschlussbegehrenden 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.

Die von den Netzbetreibern, unter Berücksichtigung der Belange der Anschlussbegehrenden, erarbeiteten Kriterien sind nach **Absatz 3** der Bundesnetzagentur spätestens neun Monate nach dem Inkrafttreten zur Bestätigung vorzulegen. Diese bestätigt die Kriterien 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 Kriterien anschließend der Bundesnetzagentur erneut zur Bestätigung vorzulegen. Die Bundesnetzagentur kann Vorgaben zu Form und Frist zu dem Verfahren machen. Satz 4 legt darüber hinaus fest, dass die Bestätigung der Kriterien 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 als Bestandteil des Netzanschlussbegehrens, als Informationen nach § 8 Absatz 8 Satz 2 Nummer 2 EEG 2023 (neu), mit einzureichen. Die Anschlussbegehren für diese Anlagen setzen mithin in Zukunft eine gewisse Planungsreife voraus. Befindet sich ein Projekt noch in einem frühen Planungsstadium, ermöglicht künftig die in § 17a EnWG (neu) eingeführte unverbindliche Netzanschlusssauskunft, eine niedrigschwellige Information zu geeigneten Netzverknüpfungspunkten. Durch den Nachweis der Planungsreife bei Stellung des Anschlussbegehrens sind die Voraussetzungen dafür geschaffen, dass die Reservierung nach Absatz 3 **Satz 3** durch den Netzbetreiber bereits mit Beantwortung des Netzanschlussbegehrens erfolgt. **Satz 4** sieht darüber hinaus

vor, dass der Anschlussbegehrende 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 Kriterien sind erstmals für Anschlussbegehren, die zwei Jahre nach dem Inkrafttreten 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 Kriterien 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 Kriterien zu verlängern.

Zu Nummer 6 (§ 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 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.

Zu Nummer 7 (§ 22b)

Durch die Ergänzung in § 22b Absatz 6 EEG 2023 werden in die bestehende Länderöffnungsklausel nun Vorgaben aufgenommen für den Fall, dass Bundesländer gesetzliche Regelungen treffen, mit denen Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien dazu verpflichtet werden, Standortgemeinden oder Bürgerinnen und Bürger finanziell oder in sonstiger Form zu beteiligen.

Hintergrund der Ergänzung ist die Entwicklung, dass in den letzten Jahren mehrere Bundesländer gestützt auf die Länderöffnungsklausel des § 22b Absatz 6 EEG 2023 derartige Gesetze eingeführt haben. In weiteren Bundesländern sind entsprechende Gesetze geplant oder befinden sich bereits in Gesetzgebungsverfahren. Diese Gesetze können ergänzend zur finanziellen Beteiligung von Gemeinden nach § 6 EEG 2023 zu einer stärkeren wirtschaftlichen oder sonstigen Beteiligung von Gemeinden sowie Bürgerinnen und Bürgern an lokalen EE-Erzeugungsanlagen beitragen. Sie sind somit ein wichtiges Instrument zur Stärkung der Teilhabe und Akzeptanz der Bevölkerung für die Energiewende.

Gleichzeitig können sehr unterschiedliche Beteiligungsgesetze einer Vielzahl an Ländern aus Sicht des Bundes auch negative Effekte auf die Energiewende haben. So gehen die Anforderungen der Länderregelungen für die Anlagenbetreiber regelmäßig mit zusätzlichem Umsetzungsaufwand und höheren Projektkosten einher. Diese können vor dem Hintergrund der akzeptanzsteigernden Wirkung der Beteiligung gerechtfertigt sein. Eine den Ausbau der Erneuerbaren Energien hemmende Mehrbelastung von Anlagenbetreibern würde jedoch das energiepolitische Ziel eines beschleunigten Ausbaus der Erneuerbaren Energien konterkarieren und soll daher vermieden werden.

Zudem erzeugen Beteiligungsgesetze der Länder, die sehr heterogen in Bezug auf ihre wirtschaftliche Wirkung auf die Anlagenbetreiber sind, Wettbewerbsunterschiede von Erneuerbaren-Projekten, die in den bundesweiten Ausschreibungen für die EEG-Förderung miteinander konkurrieren. Es ist zu erwarten, dass etwaige finanzielle Mehrbelastungen, die durch verpflichtende Länderbeteiligungsgesetze entstehen, durch Projektierer in ihre Gebote im Rahmen der EEG-Ausschreibungen eingepreist werden und somit insgesamt zu einer Verteuerung des Erneuerbaren-Ausbaus beitragen werden.

Um diese negativen Effekte möglichst zu vermeiden, wird der Handlungsspielraum der Länder durch Vorgaben in der Länderöffnungsklausel des § 22b Absatz 6 EEG 2023 definiert. Das Ziel der Vorgaben ist, dass die Anforderungen sämtlicher Beteiligungsgesetzen der Länder wirtschaftlich vergleichbarer werden. Eine Einschränkung in § 22b Absatz 6 EEG 2023 ist aus Sicht des Bundes eine ausgewogene Maßnahme, um auf eine gewissen Vereinheitlichung – jedenfalls in der wirtschaftlichen Wirkung der Ländermaßnahmen - hinzuwirken und damit den beschriebenen Bedenken zu begegnen. Gleichzeitig wird so für die Länder ein klarer, rechtssicherer Handlungsrahmen geschaffen. Dieser Handlungsrahmen enthält in hohem Maße Gestaltungsraum für den Landesgesetzgeber im Rahmen eines Gesamtkonzepts auch neuartige Beteiligungsmodelle zur Wahl zu stellen oder solche Beteiligungsmodelle, die den regionalen Besonderheiten und Bedürfnissen besonders entsprechen. Als Alternative wäre eine abschließende bundesrechtliche Regelung der Möglichkeiten zur Beteiligung von Gemeinden sowie Bürgerinnen und Bürgern denkbar gewesen. Eine solche ginge jedoch mit einer vollständigen Aufhebung der Regelungskompetenzen der Länder einher und ist daher abzulehnen.

Konkret wird durch die Ergänzung in Satz 2 vorgegeben, dass die Länder verpflichtende Beteiligungsregelungen treffen dürfen, in diesen den Betreibern aber mehrere Beteiligungsformen zur Auswahl stellen müssen. Mit Satz 3 wird eine Vorgabe hinsichtlich einer der Beteiligungsoptionen, die den Betreibern zur Auswahl zu stellen sind, getroffen: Den Anlagenbetreibern ist in dieser Auswahl stets die Möglichkeit zu geben, den Gemeinden oder den Bürgern eine Beteiligung anzubieten, die einem Wert von nicht mehr als 0,3 Cent pro Kilowattstunde erzeugter Strommenge entspricht, wobei es dem Anlagenbetreiber möglich sein muss, eine Beteiligung von bis zu 0,2 Cent pro Kilowattstunde erzeugter Strommenge im Wege der finanziellen Beteiligung nach § 6 EEG 2023 anzubieten, soweit dieser auf die in Frage stehende Anlage anwendbar ist.

Erst durch die Vorgabe in Satz 2, dass den Anlagenbetreibern mehrere Beteiligungsformen zur Auswahl zu stellen sind, wird sichergestellt, dass Anlagenbetreiber zur Erfüllung landesrechtlicher Beteiligungspflichten überhaupt weiterhin auf eine finanzielle Beteiligung nach § 6 EEG 2023 als Beteiligungsoption zurückgreifen können. Eine unmittelbare Verpflichtung von Anlagenbetreibern zu einer Beteiligung von Kommunen nach § 6 EEG 2023 wäre demgegenüber – auch wenn eine solche Regelung per Landesrecht getroffen würde - finanzverfassungsrechtlich unzulässig, sofern die Möglichkeit der Erstattung getätigter Zahlungen auf geförderte Strommengen nach § 6 Absatz 5 EEG 2023 erhalten bleiben soll. Indem verschiedene Beteiligungsoptionen zur Auswahl gestellt werden, bleibt die finanzielle Beteiligung nach § 6 EEG 2023 weiterhin freiwillig.

Der Vorteil der durch diese Vorgaben zur Länderöffnungsklausel gewählten Lösung ist, dass sie verschiedene Interessen in einen angemessenen Ausgleich bringt: Bei entsprechender Umsetzung in einem Ländergesetz wird sie im Vergleich zum Status Quo (freiwillige Beteiligung nach § 6 EEG 2023) eine höhere und häufigere Beteiligung zugunsten der Kommunen bzw. Bürgerinnen und Bürger bewirken. Gleichzeitig werden die Anlagenbetreiber vor einer Überbelastung geschützt, indem sichergestellt wird, dass die Betreiber das Wahlrecht bzgl. der Beteiligungsform haben und immer eine Beteiligung in Höhe von maximal 0,3 Cent pro Kilowattstunde wählen können. Dadurch wird eine maximale Beteiligungshöhe von 0,3 Cent pro Kilowattstunde als „Belastungs-Benchmark“ etabliert. Zudem verbleibt den Ländern innerhalb dieses Rahmens die grundsätzliche Regelungskompetenz. Es steht den Ländern u.a. frei, welche sonstigen Beteiligungsformen sie zur Auswahl stellen,

voraussichtlich dürfte dabei jedoch eine Orientierung an der Benchmark erfolgen. Insgesamt werden dadurch bestehende Rechtsunsicherheiten beseitigt, diejenigen der Länder hinsichtlich ihres Handlungsspielraums innerhalb der bisherigen Länderöffnungsklausel und diejenige der Anlagenbetreiber, die zurzeit hemmende Länderregelungen befürchten.

Zu Nummer 8 (§ 24)

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 Nummer 1a EEG 2023 entsprechend errichtet worden sind, abweichend von Absatz 1 nicht zusammengefasst werden. Dies ist deswegen gerechtfertigt, da Garten-PV-Anlagen unter den besonderen Voraussetzungen des § 48 Absatz 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, an deren Statt die Garten-PV-Anlage errichtet wird.

Zu Nummer 9 (§ 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 greift, 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 10 (§ 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 11 (§ 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 c EEG 2023 jeweils einzeln auf, wie viel der bezuschlagten Gesamtmenge jeweils auf welche Art der Hochaufständigung nach § 3 Nummer 29a Buchstabe a bis c EEG 2023 entfällt.

Zu Nummer 12 (§ 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 13 (§ 37)

In § 37 Absatz 1a EEG 2023 wird ein Redaktionsversehen behoben. Zukünftig sind Solaranlagen auf baulichen Anlagen von den Vorgaben zu naturschutzfachlichen Mindestkriterien nicht mehr erfasst.

Zu Nummer 14 (§ 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 15 (§ 38)

Zu Buchstabe a

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 Buchstabe b

Bei der Änderung des § 38 Absatz 2 Nummer 7 EEG 2023 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Ausnahme der Solaranlagen auf baulichen Anlagen von den naturschutzfachlichen Mindestkriterien in § 37 Absatz 1a EEG 2023.

Zu Nummer 16 (§ 38a)

Zu Buchstabe a

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 Buchstabe b

Bei der Änderung des § 38a Absatz 1 Nummer 7 EEG 2023 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Ausnahme der Solaranlagen auf baulichen Anlagen von den naturschutzfachlichen Mindestkriterien in § 37 Absatz 1a EEG 2023.

Zu Nummer 17 (§ 48)

Zu Buchstabe a

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 energiewirtschaftlicher 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 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 Umstand 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 Buchstabe b

Bei der Änderung des § 48 Absatz 1b EEG 2023 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Regelung der Anforderungen an hochaufgeständerte Solaranlagen in § 3 Nummer 29a EEG 2023.

Zu Buchstabe c

Zu Doppelbuchstabe aa

Durch die Änderung des § 48 Absatz 6 Satz 1 EEG 2023 werden wie in § 37 Absatz 1a EEG 2023 bestimmte Anlagen von den Vorgaben zu naturschutzfachlichen Mindestkriterien ausgenommen. Neben den Solaranlagen auf baulichen Anlagen werden hier auch Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 Kilowatt und sogenannte Garten-PV-Anlagen nach § 48 Absatz 1 Nummer 1a EEG 2023 ausgenommen. Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Wirtschaftlichkeit dieser kleineren Anlagen nicht beeinträchtigt wird, und die Anlagen sollen von zusätzlichen, auch bürokratischen, Anforderungen entlastet werden.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die neuen Vorgaben in § 48 Absatz 6 Satz 2 bis 4 EEG 2023 konkretisieren die Nachweismodalitäten zu den naturschutzfachlichen Mindestkriterien. Es wird geregelt, dass der Anlagenbetreiber die Erfüllung der Anforderungen nach Satz 1 gegenüber dem Netzbetreiber nachweisen muss, indem er dies gegenüber dem Netzbetreiber plausibel darlegt. Die Plausibilisierung gegenüber dem Netzbetreiber hat der Anlagenbetreiber ohne Aufforderung durch den Netzbetreiber zu erbringen und zwar jedenfalls zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Soweit sich der Anlagenbetreiber dazu entschließt, die Anforderungen nach Satz 1 Nummer 2 oder 5 einzuhalten, hat er die Erfüllung dieser Anforderungen zusätzlich zum Ablauf jedes fünften Jahres nach der Inbetriebnahme ohne Aufforderung durch den Netzbetreiber plausibel darzulegen. Den Nachweisanforderungen des Satz 2 kann der Anlagenbetreiber bereits durch die Abgabe von entsprechenden Eigenerklärungen gegenüber dem Netzbetreiber nachkommen. Es steht dem Anlagenbetreiber jedoch auch frei, über die Eigenerklärung hinaus einen anderen Nachweis zu erbringen. Auf Verlangen des Netzbetreibers muss der Anlagenbetreiber geeignete Nachweise zur Überprüfung der abgegebenen Eigenerklärungen vorlegen. Es steht im Ermessen des Netzbetreibers, ob er über die Eigenerklärung hinaus geeignete Nachweise verlangt. Aus der Formulierung des Satz 2, wonach der Anlagenbetreiber die Erfüllung der Anforderungen nach Satz 1 lediglich plausibel darzulegen hat, folgt, dass sich auch die Prüfung der vorgelegten Eigenerklärungen bzw. sonstigen Nachweise durch den Netzbetreiber auf eine Plausibilitätsprüfung beschränkt.

Zu Nummer 18 (§ 52)

Zu Buchstabe a

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).

Zu Buchstabe b

Durch die Änderung in § 52 Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 und Nummer 3 EEG 2023 erfolgt eine Klarstellung, unter welchen Voraussetzungen 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 kam es bisher zu Unsicherheiten, unter welchen Voraussetzungen die verminderte Sanktionsfolge des § 52 Absatz 3 EEG 2023 in diesen Fällen greifen konnte. Der neue § 52 Absatz 3 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 stellt nun klar, dass dies der Fall ist, sobald eine der beiden Pflichten, gegen die nach § 52 Absatz 1 Nummer 11 EEG 2023 kumulativ verstoßen worden sein muss, wieder erfüllt wird.

Zu Nummer 19 (§ 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 dem in § 8a EEG 2023 (neu) eingeführten Netzanschlusskapazitätsreservierungsmechanismus. Die Bundesnetzagentur hat bereits nach § 8a Absatz 4 EEG 2023 (neu) die von den Netzbetreibern entwickelten Kriterien für Kapazitätsreservierungen zu bestätigen. Parallel wird ihr auch in § 85 EEG 2023 auch die Aufgabe zugewiesen, zu überwachen, dass Netzbetreiber entsprechend der neuen Vorgaben Anschlusskapazität 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

In § 85 Absatz 2 Nummer 6a EEG 2023 wird ein fehlerhafter Verweis korrigiert.

Zu Nummer 20 (§ 99a)

§ 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.

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.

Beim Thema der Nutzungskonflikte mit der Bundeswehr berichten Länder und Branche zwar weiterhin von einem erheblichen Handlungsbedarf, um die Vereinbarkeit mit dem Ausbau der Windenergie weiter zu verbessern. Hier hat sich jedoch ein eigenständiges Austauschformat zwischen dem Bundesministerium der Verteidigung, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, der Branche und den Ländern etabliert, 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.

Zu Nummer 21 (§ 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 Vereinbarung 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

§ 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 darüber hinausgehende 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 zuzuordnen 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 darüber hinausgehende 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.

Zu Buchstabe c

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 d

Durch die Regelung des § 100 Absatz 28 Satz 2 EEG 2023 wird geregelt, 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 dieses Gesetz in Betrieb genommen werden oder

einen Zuschlag in einem Gebotsverfahren nach Inkrafttreten dieses Gesetzes erhalten haben.

Zu Buchstabe e

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 f

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 g

In § 100 Absatz 41 EEG 2023 wird ein fehlerhafter Verweis korrigiert.

Zu Nummer 22 (§ 101)

Mit der Änderung in § 101 Satz 1 EEG 2023 wird der Beihilfevorbehalt klarstellend korrigiert sowie aktualisiert.

Zum Einen enthält dieser 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 Artikel 6 (Änderung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes)

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

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.

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 § 13I 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 § 13I 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 (§ 55)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 6 (§ 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 7 (Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes)

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Die Änderung der Inhaltsübersicht ist eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 2 (§ 19)

Durch die Änderung in § 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 systembedingt 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 3 (§ 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 ist, 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 Netzenetze 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.

Zu Artikel 8 (Inkrafttreten)

Zu Absatz 1

Die Vorschrift regelt das Inkrafttreten dieses Gesetzes.

Zu Absatz 2

Die Vorschrift regelt das Inkrafttreten der weiteren Änderungen an § 14 des Energiewirtschaftsgesetzes, die mit Artikel 2 dieses Gesetzes vorgenommen werden.

Table Briefings